

65



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DESCRIPCION Y EVALUACION DEL PROYECTO
DE LA CENTRAL GEOTERMoeLECTRICA
CERRO PRIETO IV

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO CIVIL
PRESENTAN:

VICTOR HUGO JIMENEZ ROMERO
ENRIQUE RANGEL PEREZ MEDINA
JOSE RENE RODRIGUEZ LOZANO
JAIME SANCHEZ VILLASANCHEZ

DIRECTOR DE TESIS: ING. RAFAEL ABURTO VALDES



México, D. F.

2002

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
FING/DCTG/SEAC/UTIT/018/01

Señores
VICTOR HUGO JIMENEZ ROMERO
ENRIQUE RANGEL PEREZ MEDINA
JOSE RENE RODRIGUEZ LOZANO
JAIME SANCHEZ VILLASANCHEZ
Presente

En atención a su solicitud me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor ING. RAFAEL ABURTO VALDES, que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de INGENIERO CIVIL.

**"DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE LA CENTRAL
GEOTERMIOELECTRICA CERRO PRIETO IV"**

- I. LA GEOTERMIA COMO FUENTE DE ENERGIA
- II. PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO MEXICANO
- III. PARQUE DE GENERACION TERMICA EN EL NOROESTE
- IV. ANALISIS DE REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD EN EL AREA DE INFLUENCIA NOROESTE
- V. ETAPA DE FACTIBILIDAD
- VI. EVALUACION FINANCIERA DEL PROYECTO
- VII. DESCRIPCION DE LA PLANTA GEOTERMIOELECTRICA CERRO PRIETO IV Y SU PROCESO CONSTRUCTIVO
- VIII. MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO
- IX. ASPECTOS AMBIENTALES
- X. UTILIZACION DE LOS SUBPRODUCTOS DE LA GENERACION
- XI. CONCLUSIONES

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el Título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar Examen Profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria a 8 de febrero de 2001
EL DIRECTOR

M.C. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB/GMP/mstg.

A G R A D E C I M I E N T O S :

A D I O S:

Gracias Señor por permitir mi creación,
por hacer que todos mis sentidos estén despiertos,
por darme la dicha de compartir con mis padres,
hermanos, toda mi familia y amigos el logro de
uno de mis mayores deseos.

Por darme la fortaleza cuando siento desfallecer,
por ayudarme a desarrollar mis habilidades y
capacidades, por darme la confianza de culminar
mis proyectos, por estar cerca en cada respiro.

A M I S P A D R E S :

Porque cada esfuerzo para lograr la superación de mis
ideales me ha permitido entender y comprender día a
día la dificultad de ser buenos padres.

Mis valores morales, mi educación, mis conceptos y
mi superación se las debo ustedes, que será la mejor
herencia.

Gracias por todo el tiempo que les robe pensando en
mi, por eso hoy, el lugar que los libros ocuparon en
todos mis sentidos, hoy sólo es de ustedes.

**Mi gratitud es extendida a todos los profesores que me dieron
la oportunidad y el privilegio de pertenecer a la comunidad
Universitaria como alumno de la Facultad de Ingenieria.
Especialmente a los Ingenieros Rafael Aburto Valdés y
Tomas García por su apoyo y comprensión para la
elaboración de este trabajo.**

TESIS:

**DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN
DEL PROYECTO DE LA
CENTRAL
GEOTERMoeLECTRICA
CERRO PRIETO IV**

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
I. LA GEOTERMIA COMO FUENTE DE ENERGIA.....	2
I.1. ANTECEDENTES.....	2
I.2. PROSPECCION Y EXPLORACIÓN DE LOS SISTEMAS GEOTERMICOS.....	10
I.3. ASPECTOS TÉCNICOS DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGIA GEOTERMICA.	10
I.4. CARACTERISTICAS DEL VAPOR.....	12
II. PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO MEXICANO.....	15
II.1. EVOLUCION ESPERADA DE LA DEMANDA.....	15
II.2. SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE.....	16
II.3. CAPACIDAD DE GENERACION Y TRANSFORMACION PREVISTA.....	19
II.4. COMPARACION DE OPCIONES.....	21
II.5. ACCIONES Y PROGRAMAS EN MATERIA DE AHORRO DE ENERGIA.....	22
III. PARQUE DE GENERACION TERMICA EN EL NOROESTE.....	24
IV. ANALISIS DE REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD EN EL AREA DE INFLUENCIA DEL NOROESTE.....	32
V. ETAPA DE FACTIBILIDAD.....	45
V.1. LOCALIZACION.....	45
V.2. GEOGRAFIA.....	46
V.3. DESCRIPCION DE LA CENTRAL GEOTERMoeLECTRICA.....	48
V.4. ESTUDIOS REALIZADOS PARA CARACTERIZAR EL SITIO NOROESTE.....	53
V.5. COSTOS TECNICOS.....	57
VI. EVALUACION FINANCIERA DEL PROYECTO.....	59
VI.1. INTRODUCCIÓN.....	59
VI.2. PARAMETROS TECNICOS.....	60
VI.3. PARAMETROS ECONOMICOS.....	63
VI.4. INTEGRACION DE FLUJOS.....	67
VI.5. PROCEDIMIENTO DE EVALUACION.....	70

VII. DESCRIPCION DE LA PLANTA GEOTERMoeLECTRICA DE CERRO PIETO IV Y SU PROCESO CONSTRUCTIVO.....	73
VII.1. DESCRIPCION DE UNA GEOTERMoeLECTRICA.....	73
VII.2. ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....	74
VII.3. DESCRIPCION Y LOCALIZACION.....	75
VII.4. BASES DE DISEÑO DE LA PLANTA	78
VII.5. PROCESO CONSTRUCTIVO.....	84
VIII. MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO.....	91
IX. ASPECTOS AMBIENTALES.....	95
X. UTILIZACION DE LOS SUBPRODUCTOS DE LA GENERACION.....	107
XI. CONCLUSIONES.....	110
BIBLIOGRAFIA.....	112
ANEXOS.....	113

INTRODUCCIÓN

En esta tesis se hablará de la generación de energía eléctrica utilizando la Geotermia como fuente de energía. La Geotermia cuyo significado etimológico es; geo = tierra, therme = calor, (calor de la tierra), es un recurso natural que siempre ha existido, cuya explotación para la generación de energía eléctrica a nivel comercial en México se inició en el año de 1973 por la CFE en la zona de Cerro Prieto, localizada en Mexicali, Baja California Norte, que es el campo de mayor explotación de este recurso en el país, con una capacidad instalada de 620 MW con tres centrales en conjunto que son; Cerro Prieto I, II, y III que aumentará con la ampliación de Cerro Prieto IV con 100 MW mediante cuatro unidades turbogeneradoras de 25 MW cada una teniendo un total de 720 MW de capacidad instalada.

En México la explotación del recurso geotérmico es bueno ocupando el tercer lugar a nivel mundial en capacidad instalada con un total de 753 MW, con el objetivo de aumentar esta capacidad se tiene planeada la instalación de nuevas plantas Geotermoeléctricas, localizadas en lugares específicos, ya que se requieren de características físicas, geológicas y geohidrológicas muy especiales para encontrar un campo geotérmico cuya explotación sea rentable.

También se explicará la situación actual del Sistema Eléctrico Nacional, y en especial el área del Noroeste, que es en donde se encuentra la Central Geotermoeléctrica Cerro Prieto IV. Mediante un Estudio Regional del Mercado Eléctrico, se conocerá la demanda de energía eléctrica que se tiene en la zona que va en aumento por la instalación de mayores parques industriales y de las opciones con que se cuenta para satisfacerla. El uso de la Geotermia para la generación de energía eléctrica es una alternativa que ha ayudado a satisfacer parte de la demanda de electricidad que se tiene en el país, principalmente el área Noroeste, pero no ha sido suficiente, por lo que se tienen que buscar otras formas de generar electricidad, ya sea repotenciando las plantas ya existentes así como la construcción de nuevas plantas que utilicen gas natural como principal energético en lugar de combustóleo, ya que contamina menos el medio ambiente. En materia del Medio Ambiente la Geotermia tiene más a su favor por que utiliza como energético primario el vapor que se obtiene de forma natural del subsuelo a través de pozos profundos, provocando solo olores y aumento de temperatura en las zonas cercanas a los pozos por los gases que se despiden, teniendo un impacto ambiental casi nulo en ese sentido.

En materia de financiamiento del proyecto se analizarán los parámetros técnicos y económicos que se tengan para realizar una correcta evaluación del mismo, así como de los mecanismos de financiamiento que puedan ser factibles, eligiendo el más acorde para este tipo de proyecto.

I.- LA GEOTERMIA COMO FUENTE DE ENERGIA.

1.1. - ANTECEDENTES.

Al ir aumentando en el mundo el consumo de la energía combustible a gran velocidad, el hombre está abusando de las fuentes orgánicas, de las que tanto depende hoy en día: carbón, petróleo, madera, desechos agrícolas. Por tal razón, se están buscando fuentes de energía alternativas aprovechando los adelantos tecnológicos, entre las cuales podemos citar la utilización de la energía de las mareas, la energía solar, la energía calorífica en el interior de la tierra, la energía de los rayos láser, y la energía de la fisión nuclear.

En 1904, en Dardarello, Toscana, ingenieros italianos hallaron un modo de producir electricidad barata, utilizando el vapor formado en el interior de la tierra debido a filtraciones de agua por entre fisuras volcánicas, conducido a la superficie por medio de pozos perforados especialmente, y enviado a generadores de turbina por medio de tuberías. Hoy día, las generadoras de vapor de Dardarello producen dos mil millones de kilowatts hora al año.

ESTRUCTURA DE LA TIERRA.

La tierra esta formada por cuatro capas concéntricas, figura I.1 las cuales son, del exterior hacia el centro:

1. - La corteza, la cual comprende las masas de tierra, los mares y los casquetes polares, la corteza continental con un espesor medio de 35 Km y una densidad media de 2.7 gr/cm^3 , la corteza oceánica con un espesor medio de 5 km de roca y 5 Km de agua, con una densidad media de 3.0 gr/cm^3 .
2. - El manto, con un espesor medio de 2,900 km, una densidad que varía entre 3.3 y 5.7 gr/cm^3 .
3. - El núcleo líquido, con un espesor medio de 2,100 km, y una densidad entre 10.2 y 11.5 gr/cm^3 .
4. - El núcleo más interno, que probablemente es sólido, con un espesor promedio de 1,350 km, y una densidad media de 11.5 gr/cm^3 .

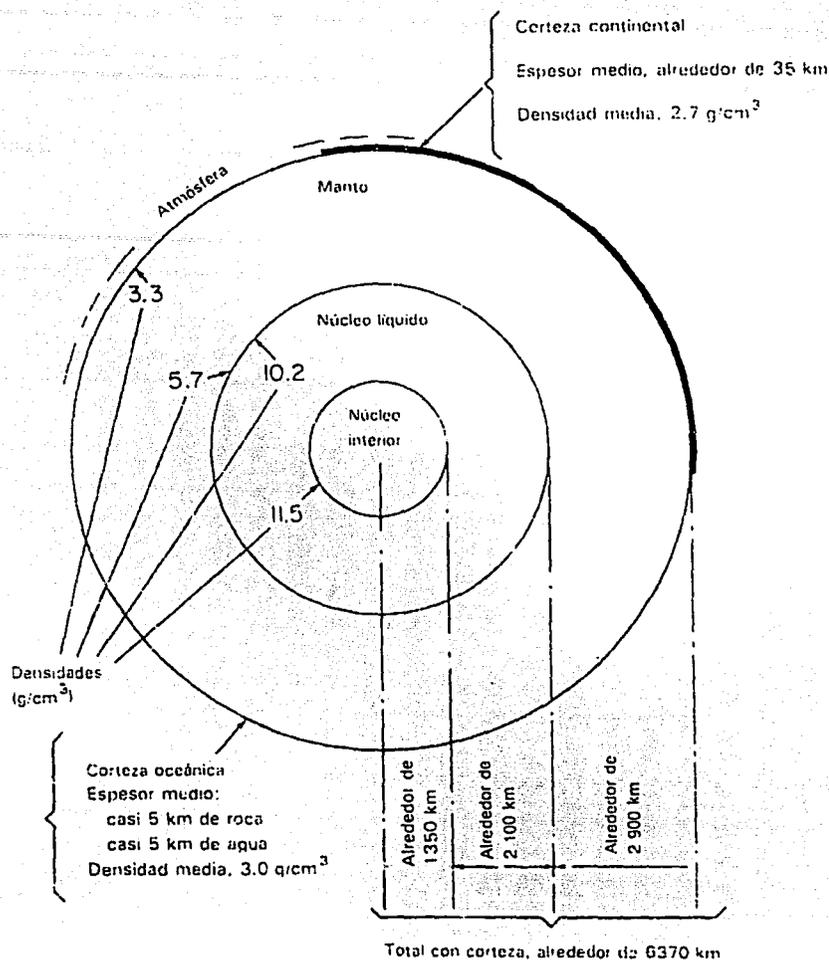


Figura 1.1 Capas concéntricas de la Tierra.

Tanto las temperaturas como las densidades se elevan rápidamente al acercarse al centro de la tierra. En consecuencia se tiene la imagen de un planeta muy caliente, cuya temperatura se hace gradualmente menos intensa por la existencia de una capa delgada de baja conductividad térmica. Gracias a esta corteza aislante, figura 1.2, las condiciones que prevalecen en la superficie de la tierra y en los mares son suficientemente templadas para que pueda existir vida. Aunque las vastas cantidades de calor almacenadas dentro del planeta entero son por supuesto "geotérmicas", es sólo la corteza y las capas superiores del manto las que se analizan para fines prácticos.

A la zona que separa el manto de la corteza se le conoce como discontinuidad de Mohorovičić, la temperatura es del orden de 600°C , mientras que en el centro de la tierra puede llegar a $6,000^\circ\text{C}$.

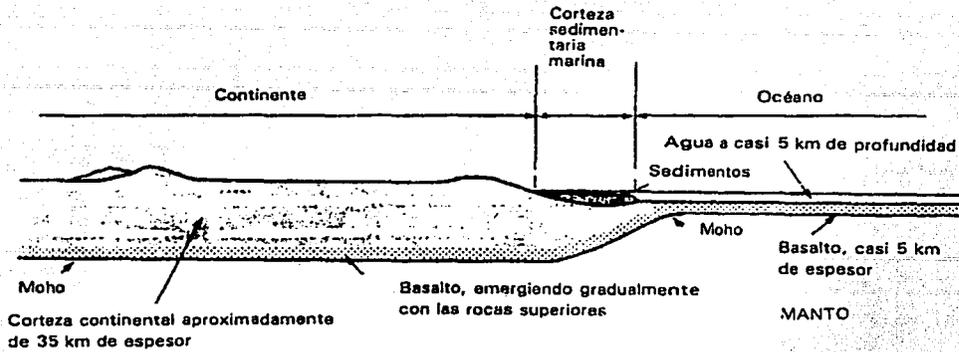


Figura I.2 Sección esquemática de la corteza terrestre en un litoral inactivo (por ejemplo, el litoral oriental de América del Norte).

Nota: Bajo el continente probablemente aumenta la proporción de basalto con la profundidad, pero no necesariamente forma una capa separada. Por lo general se encuentra bajo la plataforma continental sedimentos de gran espesor.

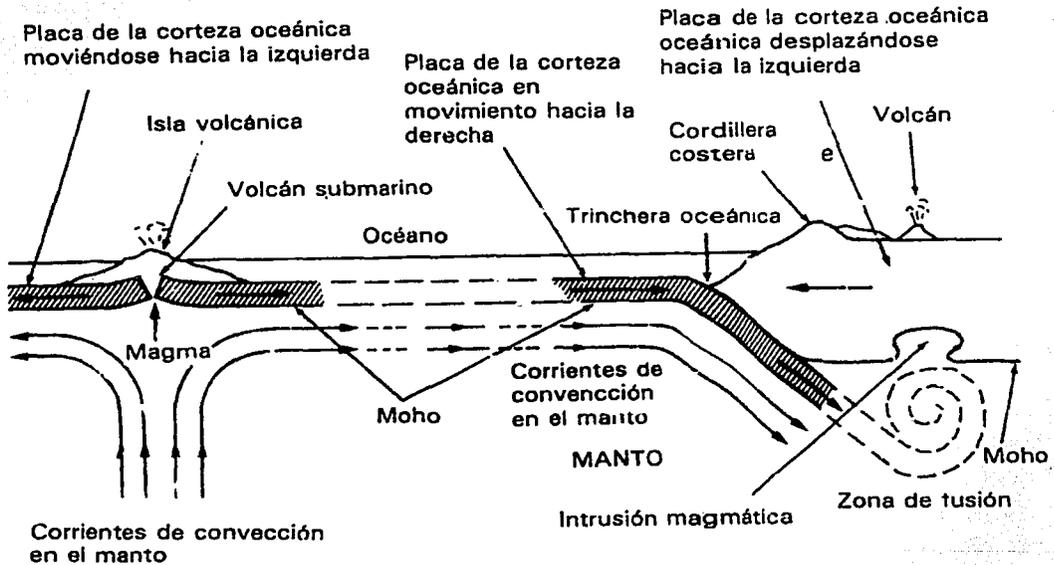


Figura I.4 Movimientos de las placas de la corteza (no están a escala)

Al no encontrarse en equilibrio la corteza y la parte superior del manto, se acumulan esfuerzos que son relevados por movimientos del material, las fuerzas liberadas dan lugar a terremotos. Estos terremotos se originan, salvo muy contadas excepciones en zonas muy delimitadas semejantes a listones que se extienden sobre la cara del globo como se ilustra en la figura 1.3, a estas zonas se les llama por lo general "cinturón sísmico", gran parte del cual se encuentra debajo de los océanos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

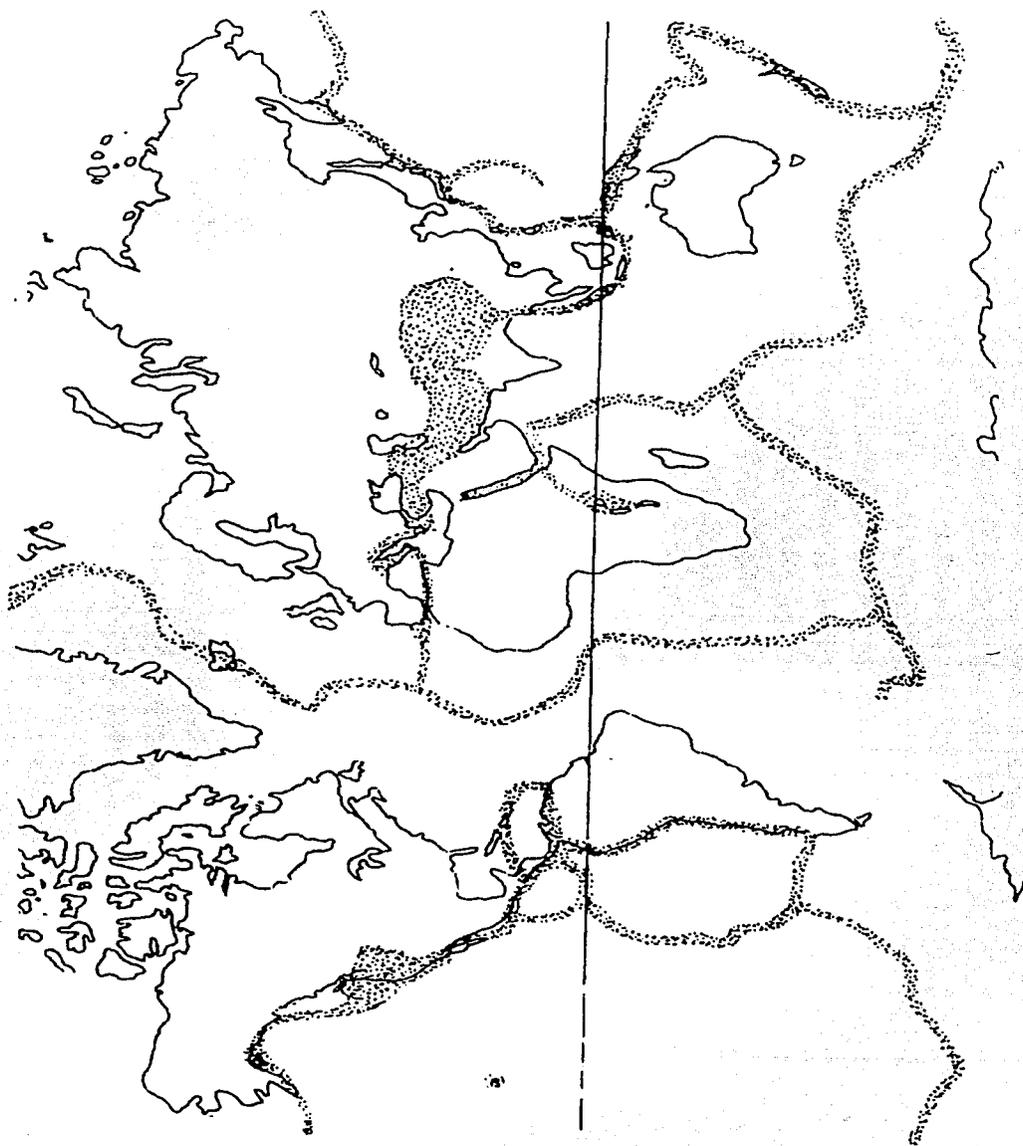


Figura 1.3 Zonas principales de terremotos del mundo. (Tomado del mapa de World Seismicity, 1961-9, publicado por el National Earthquake Centre, Washington D.C.)

Esta localización de los cinturones sísmicos se debe a que la corteza esta formada por varias placas, seis principales y unas cuantas secundarias, que están en estado de movimiento relativo continuo con desplazamientos medios de unos cuantos centímetros por año. Estos movimientos relativos implican que en algunos lugares, en donde se están separando las placas, la corteza debe estarse partiendo, mientras que en otros, en los que las placas chocan, la corteza debe estarse desmoronando.

De acuerdo con la teoría de la tectónica de placas, el cinturón sísmico sigue las líneas a lo largo de las cuales chocan o se separan las placas. La fuerza motriz que genera el movimiento de las placas no se comprende aún con certeza, pero podría originarse por corrientes de convección que haya en el manto, que si bien se comporta como un sólido al transmitir ondas sísmicas, lo hace como un líquido en extremo viscoso bajo la influencia de fuerzas que actúan durante periodos muy prolongados. De hecho el material del manto fluye como otros materiales bajo la influencia combinada de altas temperaturas y esfuerzos mecánicos. En algunos lugares las placas contiguas no están ni chocando ni separándose, sino deslizándose unas sobre otras.

Una característica común a las zonas de división de la corteza y choque de las placas es la presencia de volcanes activos, dormidos o extintos.

Las características comunes de las zonas de colisión de placas son la presencia de una profunda trinchera oceánica en un lado de una cordillera montañosa y de volcanes a cierta distancia atrás de la cordillera.

En la actualidad se cree en general que las placas de la corteza se han mantenido en estado de movimiento relativo todo el tiempo desde una etapa temprana de la historia de la tierra, y que estas placas se están creando en forma continua en las zonas de división y destruyéndose simultáneamente en las zonas de colisión. Las placas, desde su origen flotan sobre el manto, y en el transcurso de las edades pueden cambiar de forma y de dirección.

La tierra parece ser una gigantesca máquina de calor, cuyo método preciso de funcionamiento no se ha comprendido completamente todavía, pero cuya energía interna motiva el deslizamiento de la corteza y los patrones cambiantes de convección magmática dentro del manto.

La importancia de la teoría de la tectónica de placas radica para el especialista en geotermia en el hecho de que, hasta donde se sabe, los campos hipertermales se encuentran solamente dentro del cinturón sísmico: es decir, dentro de zonas de debilidad cortical en donde la actividad volcánica es, o ha sido, intensa. Es por tanto dentro del cinturón sísmico donde debe explorarse en búsqueda de campos de alta temperatura a profundidad moderada. Se han encontrado campos geotérmicos de temperatura más baja fuera del cinturón sísmico, sin embargo la existencia de estas zonas de calor de relativamente bajo grado, podría atribuirse tal vez a alguna o a todas las condiciones siguientes:

Podría haber partes de la corteza portadoras de proporciones anormalmente altas de rocas radiactivas. La corteza podría ser relativamente delgada en algunos lugares, de manera que la discontinuidad de Moho esté a menor profundidad que en las áreas termales más normales (no hay razón para suponer que la discontinuidad de Moho es uniformemente horizontal debajo de las masas continentales). La temperatura del manto precisamente debajo de la Moho no es necesariamente igual en todas partes; podría haber perturbaciones magmáticas locales que diera origen a regiones o manchas calientes en ciertos lugares.

El hecho de que los campos de alta temperatura conocidos se encuentren todos dentro de o muy próximos al cinturón sísmico no implica que tales campos hayan de encontrarse en cualquiera y en todas partes de

ese cinturón. Ocurren solamente en ciertos lugares dentro del mismo, donde las condiciones geológicas y geohidrológicas favorecen la formación de campos de alta temperatura; de allí su relativa rareza.

AREAS GEOTERMICAS Y SISTEMAS GEOTERMICOS E HIDROTERMALES.

En los niveles inferiores de la corteza terrestre se alcanzan temperaturas de alrededor de 2000°C. El origen del calor no está del todo definido, pero muy probablemente una gran parte del mismo procede de la desintegración de sustancias radioactivas que tienden a acumularse en la corteza terrestre; las reacciones físico-químicas asociadas a la formación de rocas cristalinas en condiciones de presión y temperaturas muy elevadas también puede contribuir a este desprendimiento de calor, así como los esfuerzos mecánicos asociados al movimiento de las placas continentales.

El gradiente geotérmico se define como la profundidad a la que hay que desplazarse para que la temperatura media aumente 1°C, el valor medio terrestre es de alrededor de 33 m, pero puede variar entre 20 y 40 m; los valores menores se observan en grandes cubetas geosinclinales con grandes espesores de sedimentos, y los valores más elevados en las zonas de débil espesor de corteza y de forma localizada en zonas de fracturas con actividad volcánica reciente.

El conjunto de materiales fluidos en movimiento, fracturas, foco caliente, etc. , que intervienen en una área geotérmica forma un sistema geotérmico.

Si el sistema geotérmico incluye agua en movimiento se llama también un sistema hidrotermal, y debe incluir el flujo convectivo de agua fría descendente necesario para mantener la cantidad de agua. Un área de fuentes termales, fumarolas, etc. es la manifestación externa de un sistema hidrotermal, aunque no siempre aparecen estas manifestaciones exteriores.

El calor interno disipado en un área geotérmica o hidrotermal puede ser solo una pequeña fracción del calor total regional que se elimina en su mayor parte por conducción a la atmósfera.

El esquema de un sistema geotérmico e hidrotermal puede ser el de la figura 1.5. En el que además de existir una fuente de calor interna renovada por convección del magma, existe un flujo de agua que produce las fuentes termales y otras manifestaciones de calor interno. Unas manifestaciones termales pueden ser directamente a través de grietas de circulación ascensional rápida o bien por calentamiento de un acuífero que recibe por ascenso rápido un pequeño aporte de aguas y vapores termales profundos, según sean las temperaturas y las presiones se puede producir vapor en mayor o menor cantidad. En la figura 1.6 se muestra otro esquema de un sistema hidrotermal con agua y vapor y una zona de vapor dominante.

En las manifestaciones geotérmicas e hidrotermales la convección juega un papel muy importante ya que la simple conducción no puede explicar las elevadas temperaturas existentes a profundidades moderadas.

En unos sistemas geotérmicos domina la fase líquida mientras que en otro domina la fase vapor. La relación de abundancia de los primeros a los segundos es posiblemente de 20/1. Una extracción de agua caliente, una bajada de presión o una disminución del aporte de agua nueva puede hacer que un sistema evolucione hacia un sistema de fase de vapor dominante. Los géiseres son una manifestación de estos últimos.

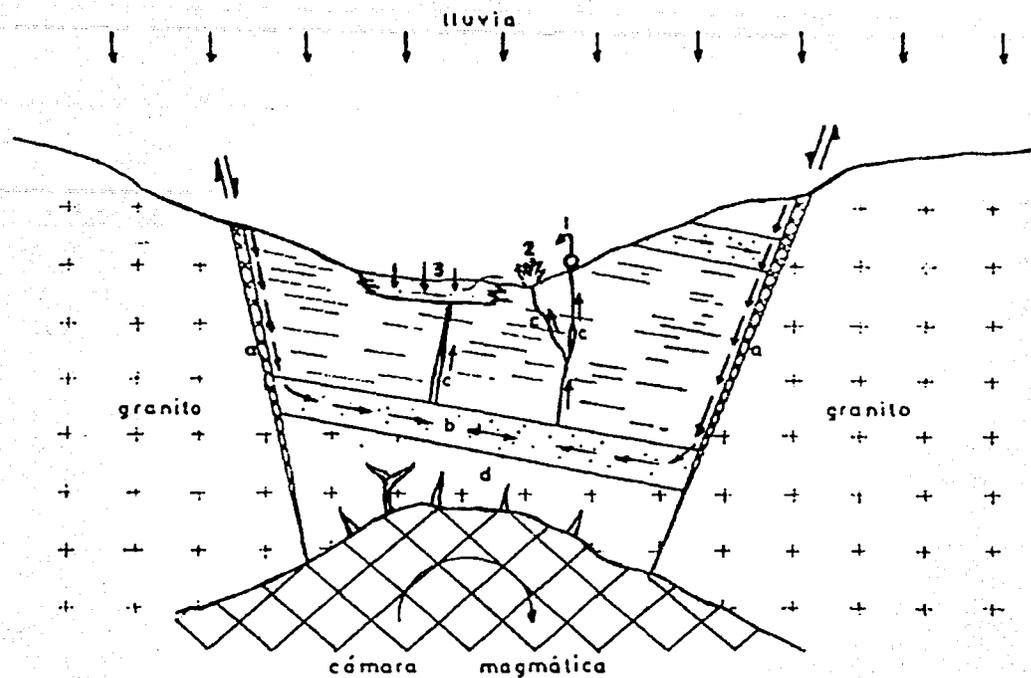


FIGURA 1.5

Esquema de un sistema hidrotermal en una fosa tectónica. Las flechas indican el movimiento del agua. a) Zonas de fractura y grietas con alguna permeabilidad. b) Acuífero calentado desde la cámara magmática. c) Grieta que permite la ascensión rápida del agua caliente. d) Material entre la cámara magmática y el acuífero a través de la que se conduce el calor y en la que se efectúa una posible convección de agua caliente y vapor por grietas. 1) fuente termal, 2) vapor húmedo y agua termal, 3) acuífero calentado por aportes del acuífero b.

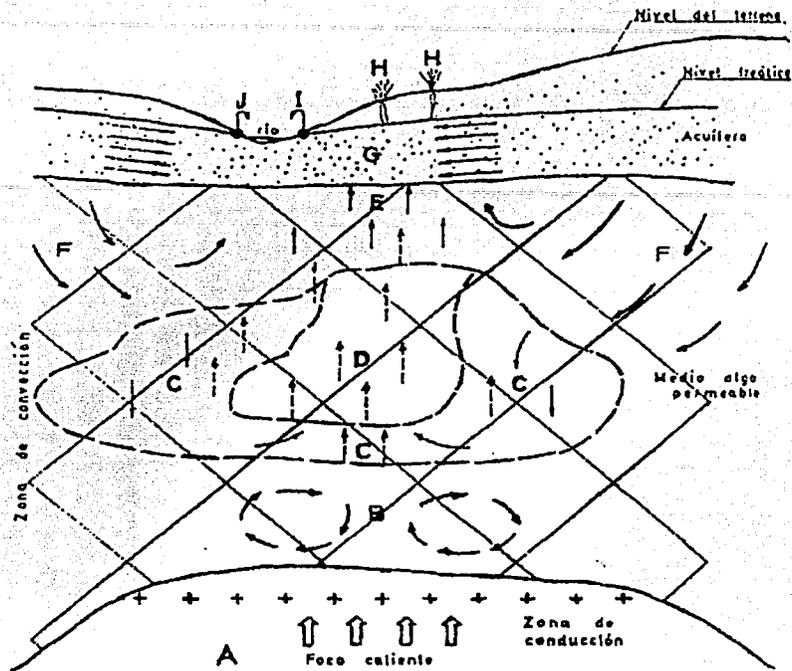


FIGURA 1.6

Esquema de un sistema hidrotermal con vapor. A) Zona de conducción en material impermeable. B) Zona de convección con agua caliente siempre; si no existe una salida de sales es una zona de formación de salmueras y precipitaciones por acumulación de sales. C) Zona de coexistencia de vapor y agua. D) Zona de vapor. E) Zona de agua caliente por enfriamiento del vapor. F) Aporte de agua fría. G) Acuífero freático calentado por aportes profundos. H) Manifestaciones hidrotermales con vapor o agua y vapor. I) Fuentes y surgencias termales. J) Fuente fría.

1.2- PROSPECCION Y EXPLORACION DE LOS SISTEMAS GEOTERMICOS.

La prospección y exploración de los sistemas geotérmicos emplea técnicas similares a las del petróleo, y están fundamentadas en la experiencia adquirida en ese campo con las modificaciones precisas de acuerdo con el objetivo perseguido, por ejemplo la localización de un sistema geotérmico capaz de suministrar vapor de agua para una planta eléctrica, o para suministrar agua caliente para calefacción. En general se actúa con precaución ya que el líquido o vapor buscado es de valor reducido en comparación con el petróleo.

Un primer paso necesario en la prospección es la recopilación y reinterpretación de los estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos de que se disponga procedentes de trabajos mineros, petroleros o de otra índole ya realizados. Es necesario un buen conocimiento geológico, en especial tectónico y estructural. La presencia de manifestaciones termales es un indicio favorable, pero no siempre una manifestación de este tipo anuncia un sistema geotérmico de interés, ni todos los sistemas geotérmicos de interés muestran efectos térmicos o volcánicos externos.

Tanto como herramienta auxiliar para la geología como para la prospección directa y cartográfica de sistemas geotérmicos, son de interés los métodos geofísicos tales como resistividad eléctrica, gravimetría, geosísmica, ruido del terreno, registros de radiación, electromagnética, fotografía aérea infrarroja, geomagnetismo, etc. Un método directo de prospección, es la medida de temperaturas superficiales y profundas para determinar el flujo de calor; en estas determinaciones, en especial en lo que respecta a temperaturas a escasa profundidad, es preciso tener en cuenta el efecto perturbador del agua subterránea en movimiento. En ocasiones el aporte de calor puede ser medido por la elevación de temperatura en los ríos que drenan estos acuíferos. Las fases recomendadas en una prospección y exploración son:

Fase 1. Reconocimiento y medidas rápidas

Fase 2. Medidas de temperaturas y flujo de calor

Fase 3. Exploración eléctrica profunda y perforaciones para determinar el gradiente

Fase 4. Exploraciones complementarias

Fase 5. Exploraciones profundas

1.3. -ASPECTOS TECNICOS DE LA PRODUCCION DE ENERGIA GEOTERMICA.

Los campos geotérmicos son relativamente raros. Los de más alta temperatura se encuentran sólo en algunas partes del cinturón sísmico, el cual abarca por sí mismo una fracción muy pequeña de la superficie de la tierra. Los campos de temperatura más baja, aunque no confinados al cinturón sísmico, también se encuentran solamente en ciertos lugares favorecidos. La gran parte de la superficie de la tierra es no termal.

Existe diferencia entre un área geotérmica y un campo geotérmico: Una área geotérmica está asociada con roca de permeabilidad baja o nula debajo de la superficie, no es apta para explotación comercial, con las técnicas que actualmente se dispone. Un ejemplo de un área geotérmica que difícilmente puede considerarse como un campo geotérmico, se encuentra en Pathé El Grande en Tzipathé, Hidalgo. En este lugar hay un gradiente de temperatura alrededor de $550^{\circ}\text{C}/\text{km}$, pero a pesar de los 17 pozos que se perforaron, algunos de los cuales tienen hasta 17 pulgadas de diámetro, la cantidad de vapor fue tan débil que sólo pudieron generarse alrededor de 150 Kw. de potencia teniendo una instalación de 3,500 Kw. Esto se debe a una inadecuada permeabilidad subterránea.

Un campo geotérmico puede definirse como un área geotérmica (ya sea semi o hiper) en la que la presencia de formaciones de roca permeable abajo del terreno permite el alojamiento de un fluido de trabajo, sin el cual no podría explotarse el área. El fluido de trabajo, agua, vapor, o ambos, asociado normalmente con ciertos gases, sirve como medio para la conducción de calor desde la profundidad hacia la superficie.

Un campo geotérmico puede contener predominantemente agua o predominantemente vapor; éstos últimos son los más desarrollados desde el punto de vista de producción de energía. Un campo acuoso puede pasar a un campo con predominio de vapor durante la explotación del mismo. En caso de que domine el agua, la permeabilidad del terreno es muy importante para determinar los caudales obtenibles en cada captación, mientras que si domina el vapor, la permeabilidad es menos importante por la menor viscosidad del mismo.

El interés de un campo geotérmico para producir energía es función de:

- a) temperatura, en general capaz de dar vapor de 5 kg/cm^2
- b) dimensiones del depósito
- c) permeabilidad de las rocas del depósito
- d) tipo de fluido existente, siendo más deseable el vapor
- e) relación del sistema con el exterior para establecer las posibilidades de pasar de un sistema acuoso a un sistema de vapor durante la explotación por la disminución del agua contenida.

Tras la puesta en explotación de un campo geotérmico se puede tener cambios en la calidad y cantidad de vapor y agua obtenidos, que deben ser tenidos en cuenta para no tener desajustes posteriores en la planta de producción de energía.

En general es recomendable que los pozos no sean excesivamente profundos y que no se sobrepase un volumen de extracción óptimo que varía en cada caso.

El calor de la corteza es ahora comercialmente extraíble solamente en aquellos lugares hidrotermales relativamente raros en donde existen formaciones permeables que contienen fluidos calientes dentro del intervalo económico de los equipos de perforación, de manera que una parte de los fluidos pueda llevarse hasta la superficie para aplicaciones útiles. En el futuro, sin embargo, puede ser posible tener acceso a cantidades mucho mayores de calor cortical utilizando tecnologías que no han sido perfeccionadas todavía pero que se están desarrollando. Las probables fuentes de suministro son las siguientes

Campos geopresurizados.

Existen a profundidades muy grandes, principalmente en el sur de los Estados Unidos, a lo largo del lado norte del Golfo de México, así como también en Hungría. Una característica interesante de estos campos es que pueden encontrarse en áreas no termales, en las que los gradientes de temperaturas varían de 27 a 30°C/km . Es sólo por razón de su gran profundidad (cerca de 6000m) que se encuentran temperaturas que varían entre 90 y 150°C . Estos campos están llenos de agua caliente presurizada de origen "conato" a presiones que van desde el 40% hasta el 90% en exceso de la presión hidrostática que corresponde a la profundidad. Se cree que la explicación a estas presiones tan elevadas sea que el hundimiento gradual originaría fallas en crecimiento y haya conducido al aislamiento final de bolsas de agua atrapada contenidas en capas alternadas de arenisca y lutita. El fluido atrapado soporta una parte sustancial del peso de la roca de las capas superiores y ha impedido que ocurra la completa compactación de la formación. La presión de los poros en estas bolsas atrapadas tiene valores intermedios entre las presiones hidrostática y litostática.

Los campos geopresurizados pueden producir energía en tres formas: térmica debido a la temperatura del fluido, hidráulica por la presión del agua en exceso en el vapor, y química por el poder calorífico del gas metano que está asociado normalmente con el agua. Es el metano el que tiene mayor valor comercial.

En términos del contenido total de energía el recurso geopresurizado es inmenso; pero queda por justificarse la economía de su explotación a grandes profundidades.

Cámaras de magma.

Localizadas a diferentes profundidades en ciertas partes de la corteza hay bolsas de magma a temperaturas que varían entre los 600° y los 1300°C. Sus contenidos individuales de calor son inmensos, pero con frecuencia de ocurrencia no muy grande, y no se ha resuelto todavía el problema que representa el manejar tan elevadas temperaturas.

I.4.- CARACTERISTICAS DEL VAPOR.

La temperatura es una manifestación de la energía interna de las moléculas de la materia.

La energía de las moléculas está formada principalmente por energía cinética (según sus velocidades) más la energía potencial (según la atracción entre ellas). Para los sólidos la totalidad de energía potencial es de atracción; en cambio en los gases sólo una parte reducida de su energía potencial es de atracción y la mayor parte es de repulsión.

Al comunicar calor al agua líquida a una presión dada, se incrementará su temperatura hasta que principie la ebullición, a partir de ese momento, si se sigue comunicando calor la energía se utilizará en romper las ligaduras entre las moléculas de agua, hasta conseguir que toda se haya convertido en vapor. Durante este periodo no aumentará la temperatura del agua, pero volverá a subir una vez que se haya logrado el 100% de vaporización.

De acuerdo con la descripción anterior, si se representan los estados líquido y gaseoso en un plano presión-volumen ($p-v$), como el de la figura I.7, éste se divide en tres zonas: la de fase líquida a la izquierda de las líneas ac y cb ; la de mezcla (agua y vapor) dentro del domo acd ; y, la de vapor, a la derecha de las líneas dc y cb . En esta última zona, las curvas de temperatura "T" constante siguen las leyes de los gases perfectos. El punto C, llamado crítico es tangente a una curva correspondiente a la temperatura crítica del agua, T_c , más allá de la cual sólo existe vapor.

Son también de interés para el estudio del vapor, las figuras I.8 y I.9, en donde se muestran, para el agua, las variaciones en los planos presión-entalpía* ($p-h$) y temperatura-entropía** ($T-S$). En ambos se distinguen claramente el domo y el punto crítico.

*La entalpía es una función de estado característica de un cuerpo fluido que mide la energía total de las moléculas

**La entropía es la relación entre la cantidad de calor que un cuerpo gana o pierde y su temperatura absoluta; cuando se produce una pérdida de calor por conducción (proceso irreversible) la entropía aumenta; en cambio disminuye en el proceso reversible de solidificación o congelación; como los fenómenos de disipación de energía son los más comunes, la entropía total del universo tiende a aumentar.

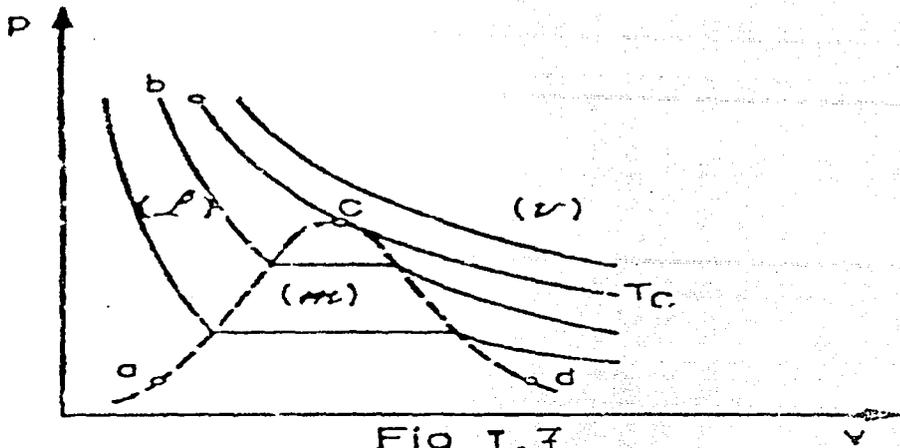


Fig I.7

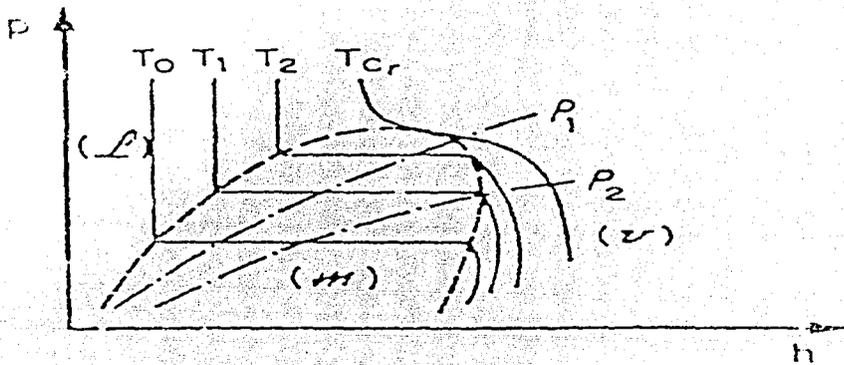


Fig I.8

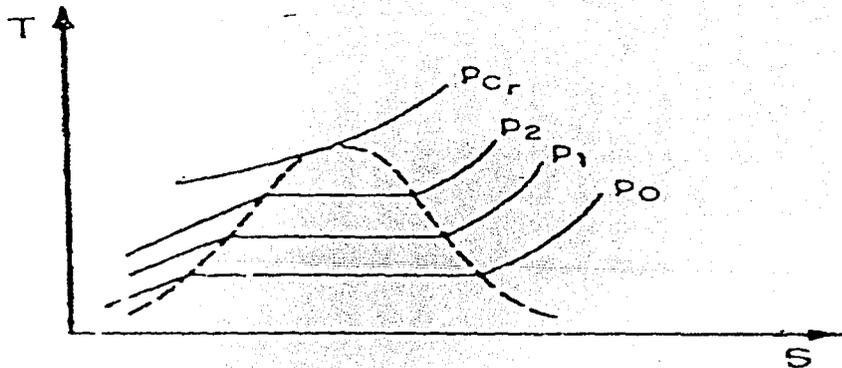


Fig I.9

Diversos autores han publicado tablas llamadas "de vapor", para definir numéricamente lo antes descrito. En estas tablas para las zonas de líquido y vapor, dadas la presión (en Mp) y la temperatura en °K, se pueden leer los valores de la entalpía (Kj/kg), de la entropía (Kj/kg-°K), del volumen específico (m^3/kg), y de la energía interna. Para la zona del domo, dada una presión o una temperatura, las tablas dan los valores de h , s , v y u en los extremos líquido, con subíndice "f" y gaseoso con subíndice "g", e incluyen las diferencias entre los extremos, con subíndice "fg" para la entalpía, la entropía y la energía interna. Para determinar los valores de "h" y "s" dentro del domo se necesita especificar la cantidad de vapor que contiene la mezcla; si esta cantidad se expresa como relación de masas se llama "calidad" (o título de vapor) y se designa como "x". Si se expresa como porcentaje de volumen, se llama "porcentaje de vapor" y se le designa como Ss. El porcentaje de agua se designa como Sw y obviamente $Ss+Sw = 1$.

La ebullición de un líquido no es más que un caso de evaporación rápida. Conforme se eleva la temperatura del agua, se aumenta la rapidez de evaporación hasta que al llegar a la temperatura de ebullición, se alcanza un máximo. Más allá de esta temperatura, el agua sólo puede existir en estado de vapor.

Cuando hierve el agua a la presión atmosférica normal se produce la evaporación en todo el líquido al mismo tiempo que en la superficie, la presión de vapor a 100°C es de 76 cm de mercurio y es igual a la presión exterior de la atmósfera.

Se debe tener presente que cuanto más alta es la presión a que está un líquido, más alta será su temperatura de ebullición.

La actividad de los géiseres se basa en el fenómeno de ebullición descrito anteriormente: El agua de alguna corriente cercana se cuele en una grieta o agujero vertical, y ahí, debido al calor volcánico interior, se calienta gradualmente, hasta la temperatura de ebullición. A causa de que el agua se calienta desde abajo, y que las corrientes de convección son detenidas debido a lo estrecho de la grieta, se llegará a una temperatura considerable más alta que 100°C antes de que el agua del fondo pueda hervir. Ya que se está ejerciendo la presión atmosférica en la superficie libre superior, el agua hervirá a 100°C. Dentro de la grieta, la presión adicional de unos 20 m de agua requiere una temperatura de 130°C para producir la ebullición. Debido a que el agua se calienta por abajo, esta temperatura más alta se logra cerca del fondo y la ebullición empieza allí antes de presentarse en la parte superior. Cuando llega a una temperatura suficientemente elevada, la presión de vapor allá en el fondo, excede la presión debida al aire y a la columna de agua sobre ella, y produce numerosas burbujas que empujan la columna de agua que está encima e inician la erupción. Al llegar a la superficie el agua sobrecalentada, su presión de vapor es tan grande que empuja con fuerza gran parte del agua hacia afuera.

II.- PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO MEXICANO

II.1.- EVOLUCION ESPERADA DE LA DEMANDA

La estimación de la demanda de la energía eléctrica que aquí se presenta considera el periodo comprendido del año 1995 al 2004.

El proceso de estimación consiste en: a) ajustar y perfeccionar los modelos sectoriales, cuyas variables independientes son socioeconómicas, para reflejar la evolución histórica de las ventas de cada sector, y b) efectuar e integrar las proyecciones de las ventas sectoriales para obtener las ventas totales de la siguiente década.

En materia de indicadores socioeconómicos se utilizan la dinámica de la población, que se supone crecerá en promedio al 1.7% anual durante la década, y el número de viviendas que aumentará 2.4% anual en el escenario esperado y 2.3% en el escenario moderado.

ESTIMACIÓN DE LAS VENTAS POR SECTOR.

La clasificación sectorial del mercado eléctrico se basa en las ventas integradas por tarifas, de acuerdo con la agrupación siguiente:

- Residencial: usuarios para servicio doméstico.
- Comercial: usuarios que son principalmente establecimientos comerciales, que incluyen también a la micro industria.
- Servicios: usuarios para servicio de alumbrado público y bombeo de agua.
- Industrial: empresa mediana y gran industria.
- Agrícola: usuarios para servicio de bombeo para riego agrícola.

Con base en el estudio *Desarrollo del mercado eléctrico* se consideran dos escenarios de crecimiento de las ventas de energía eléctrica para los próximos diez años. El de crecimiento esperado, que refleja de mejor manera las expectativas económicas y demográficas del país y que por tal motivo se seleccionó como base para la planeación de la capacidad, con una tasa promedio anual de 4.9%, y el de crecimiento moderado con una tasa promedio anual de 3.5%. Con el escenario de crecimiento esperado se estima que las ventas de energía eléctrica lleguen a 140.2 TWh en el año 2000 y 176.5 TWh en el año 2004.

ESTUDIO REGIONAL DEL MERCADO ELECTRICO

Para el estudio regional del mercado eléctrico, el país se divide en 113 zonas y 12 pequeños sistemas aislados, 6 de los cuales reciben energía eléctrica de importación. Las zonas a su vez se agrupan en 9 áreas del sistema eléctrico que son: *Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur.*

Para el análisis y proyección de la demanda, la información se maneja de acuerdo con dos categorías de usuarios denominadas: desarrollo normal (es la que depende en gran medida del crecimiento demográfico regional y corresponde a los usuarios residenciales, comerciales y servicios) y cargas importantes (son las que tienen una demanda de potencia mayor a 1 MW y que corresponde en su mayoría al sector industrial). El procedimiento de pronóstico consiste en proyectar por separado, para cada zona, las ventas de energía de desarrollo normal y las de las cargas importantes, existentes y en proceso de instalación.

Las ventas de energía correspondientes a las cargas importantes se estiman utilizando información que se obtiene de las solicitudes de suministro presentadas por los usuarios y de las encuestas anuales que la CFE realiza.

La potencia requerida por los dispositivos de consumo se denomina *carga*. La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (industrial, residencial, comercial, etc.) de potencia pequeña comparada con la potencia total consumida. Los perfiles de carga dependen de la región geográfica y de la estación del año. La introducción de las tarifas horarias para los clientes con mayor demanda ha propiciado un cambio en sus patrones de consumo, el cual se refleja en la reducción de las cargas en las horas pico, con el consecuente beneficio y un mejor aprovechamiento de la capacidad.

II.2.- SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE

En las últimas décadas, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha evolucionado a un ritmo acelerado. En 1960 la capacidad de generación instalada en México era de 3,021 MW y la demanda se abastecía por sistemas eléctricos independientes entre sí.

Algunos aspectos relevantes de la evolución del SEN son la utilización de mayores tensiones de transmisión (230 y 400 KV), la interconexión de sistemas, el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, así como el aprovechamiento de la energía geotérmica, la energía nuclear, el carbón y de manera incipiente la eólica.

Para la planeación de la capacidad el SEN se divide en 9 áreas. Como se muestra en la figura II.-1.

- | | | |
|---------------|--------------------|------------------------|
| 1. Noroeste | 2. Norte | 3. Noreste |
| 4. Occidental | 5. Central | 6. Oriental |
| 7. Peninsular | 8. Baja California | 9. Baja California Sur |

Las 7 primeras se encuentran interconectadas entre sí y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que cubre prácticamente todo el macizo continental en la península de Yucatán; las otras 2 áreas, que comprenden a la península de Baja California, permanecen como sistemas independientes, debido a que su interconexión con el resto de la red nacional no se ha justificado por razones técnicas y económicas. Sin embargo, el sistema eléctrico de Baja California tiene interconexiones con la red eléctrica de la región occidental de Estados Unidos, por medio de dos líneas de transmisión a 230 KV. Esto le ha permitido realizar transacciones internacionales de energía con varias compañías eléctricas de Estados Unidos y recibir apoyo en situaciones de emergencia.

Con la interconexión de las áreas del sistema eléctrico se han logrado los siguientes beneficios:

- Reducir el requerimiento de capacidad instalada, ya que se aprovecha la diversidad de las demandas y se comparten las reservas de capacidad.
- Hacer posible el intercambio de energía entre regiones, de manera que resulten costos menores de producción para todo el conjunto.
- Mejorar la confiabilidad del suministro ante condiciones de emergencia.



Figura 11.1

PRINCIPALES CENTRALES DE GENERACIÓN
(En operación a diciembre de 1994)

No.	CENTRAL	TIPO	CAPACIDAD (MW)	AREA	ENERGÉTICO PRIMARIO O COMBUSTIBLE
1.	BELISARIO DOMÍNGUEZ (ANGOSTURA)	HIDROELECTRICA	900	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
2.	M. MORENO TORRES (CHICOASEN)	HIDROELECTRICA	1500	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
3.	MALPASO	HIDROELECTRICA	1080	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
4.	ALBINO CORZO (PENITAS)	HIDROELECTRICA	420	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
5.	TEMASCAL	HIDROELECTRICA	154	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
6.	C. RAMÍREZ ULLOA (CARACOL)	HIDROELECTRICA	600	ORIENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
7.	INFIERNILLO	HIDROELECTRICA	1000	CENTRAL	ENERGIA HIDRAULICA
8.	J. MA. MORELOS	HIDROELECTRICA	295	CENTRAL	ENERGIA HIDRAULICA
9.	NECAXA	HIDROELECTRICA	109	CENTRAL	ENERGIA HIDRAULICA
10.	P. ELÍAS CALLES (EL NOVILLO)	HIDROELECTRICA	135	NOROESTE	ENERGIA HIDRAULICA
11.	RAUL MARSAL (COMEDERO)	HIDROELECTRICA	100	NOROESTE	ENERGIA HIDRAULICA
12.	BACURATO	HIDROELECTRICA	92	NOROESTE	ENERGIA HIDRAULICA
13.	AGUAMILPA SOLIDARIDAD	HIDROELECTRICA	960	OCCIDENTAL	ENERGIA HIDRAULICA
14.	FCO. PÉREZ RÍOS (TULA)	TERMoeLECTRICA	1982	CENTRAL	COMBUSTOLEO Y GAS
15.	VALLE DE MÉXICO	TERMoeLECTRICA	838	CENTRAL	COMBUSTOLEO Y GAS
16.	J. LUQUE	TERMoeLECTRICA	224	CENTRAL	GAS
17.	MANZANILLO I Y II	TERMoeLECTRICA	1900	OCCIDENTAL	COMBUSTOLEO
18.	SALAMANCA	TERMoeLECTRICA	866	OCCIDENTAL	COMBUSTOLEO
19.	VILLA DE REYES (SLP)	TERMoeLECTRICA	700	OCCIDENTAL	COMBUSTOLEO
20.	ALTAMIRA	TERMoeLECTRICA	770	NORESTE	COMBUSTOLEO
21.	A. LÓPEZ MATEOS (TUXPAN)	TERMoeLECTRICA	1400	ORIENTAL	COMBUSTOLEO
22.	MONTERREY	TERMoeLECTRICA	465	NORESTE	COMBUSTOLEO Y GAS
23.	RIO BRAVO	TERMoeLECTRICA	375	NORESTE	COMBUSTOLEO Y GAS
24.	FRANCISCO VILLA	TERMoeLECTRICA	399	NORTE	COMBUSTOLEO
25.	SAMALAYUCA	TERMoeLECTRICA	316	NORTE	COMBUSTOLEO Y GAS
26.	GUADALUPE VICTORIA	TERMoeLECTRICA	320	NORTE	COMBUSTOLEO
27.	PUERTO LIBERTAD	TERMoeLECTRICA	632	NOROESTE	COMBUSTOLEO
28.	C. RODRÍGUEZ (GUAYMAS II)	TERMoeLECTRICA	484	NOROESTE	COMBUSTOLEO
29.	J. ACEVES POZOS (MAZATLÁN II)	TERMoeLECTRICA	616	NOROESTE	COMBUSTOLEO
30.	PDTE. JUÁREZ (ROSARITO)	TERMoeLECTRICA	620	B. CALIFORNIA	COMBUSTOLEO
31.	LERMA (CAMPECHE)	TERMoeLECTRICA	150	PENINSULAR	COMBUSTOLEO
32.	MÉRIDA II	TERMoeLECTRICA	168	PENINSULAR	COMBUSTOLEO
33.	F. CARRILLO (VALLADOLID)	CICLO COMBINADO	220	PENINSULAR	COMBUSTOLEO /DISEL
34.	J. LÓPEZ PORTILLO (RIO ESCONDIDO)	CARBOELECTRICA	1200	NORESTE	CARBON
35.	CARBON II	CARBOELECTRICA	700	NORESTE	CARBON
36.	CERRO PRIETO	GEOTERMICA	620	BAJA CALIFORNIA	VAPOR ENDOGENO
37.	LAGUNA VERDE	NUCLEAR	675	ORIENTAL	OXIDO DE URANIO
38.	A. OLACHEA A. (SAN CARLOS)	COMBUS. INTERNA	65	B. C. SUR	COMBUSTOLEO Y DISEL
39.	PDTE. P. ELÍAS CALLES (PETACALCO)	DUAL	2100	OCCIDENTAL	COMBUSTOLEO Y / O CARBON

II.3.- CAPACIDAD DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PREVISTA.

CAPACIDAD DE GENERACIÓN

El sistema de generación está integrado por un conjunto de centrales generadoras de diferentes tipos, que utilizan distintos combustibles o fuentes de energía primaria. A diciembre de 1994 la capacidad alcanzó la cifra de 31,649 MW, con los siguientes porcentajes:

- Hidrocarburo 54.0%
- Hidroeléctrica 28.8%
- Carboeléctrica 6.0%
- Dual 6.7%
- Geotérmica 2.4%
- Nuclear 2.1%

El mayor desarrollo hidroeléctrico se encuentra en la cuenca del río Grijalva en el Sureste del país y está integrado por las centrales Belisario Domínguez (Angostura), M. Moreno Torres (Chicoasén), Malpaso y A Albino Corzo (Peñitas). La capacidad total del conjunto es de 3, 900 MW y representa 42.7% de la capacidad hidroeléctrica.

Otro desarrollo hidroeléctrico importante es el de la cuenca del río Balsas, localizado al sur del país. Las centrales que integran este conjunto son: C. Ramírez Ulloa (Caracol), Infiernillo y J. Ma. Morelos (La Villita), con un total de 1, 895 MW que corresponden a 20.8% de la capacidad hidroeléctrica. En 1994 entró en operación la central hidroeléctrica Aguamilpa – Solidaridad, con 960 MW, que corresponden al 10.5% de la capacidad hidroeléctrica.

La energía termoeléctrica generada a partir de hidrocarburos proviene de unidades generadoras de diferentes capacidades y tecnologías. El combustóleo se emplea principalmente en unidades generadoras de base, que se encuentran localizadas principalmente en los puertos o en la proximidad de refinerías de Petróleos Mexicanos. El gas se utiliza en las centrales generadoras ubicadas en las áreas metropolitanas del Distrito Federal y de Monterrey y también para alimentar las unidades de ciclo combinado. El diesel se usa en unidades que operan durante los períodos de carga pico y en las zonas aisladas.

El desarrollo carboeléctrico de mayor relevancia se encuentra localizado en el Estado de Coahuila y corresponde a las centrales J. L. Portillo con 1,200 MW y carbón II con 700 MW en operación y 700 MW adicionales en proceso de construcción.

Una central carboeléctrica con flexibilidad para quemar combustóleo es la Presidente P. Elías Calles (Petacalco), localizada en el estado de Guerrero, aproximadamente 25 km al noroeste de la Ciudad Lázaro Cárdenas, Mich., con 2, 100 MW de capacidad.

El mayor aprovechamiento de energía geotérmica se encuentra en la central de Cerro Prieto en las cercanías de Mexicali, Baja California, con 620 MW de capacidad que representan el 82.3% del total de la capacidad geotermoeléctrica en el país. El 17.7% restante se encuentra ubicada en los Azufres en Michoacán y los Húmeros en Puebla.

La central nucleoelectrica de Laguna Verde se encuentra localizada en el municipio de Alto Lucero, Veracruz; la primera unidad de 675 MW entró en operación en septiembre de 1990; la segunda unidad, también de 675 MW inició su operación en abril de 1995.

Las obras para generación y transmisión de energía eléctrica tienen periodos de maduración largos. Por ejemplo, el diseño y construcción de un proyecto de generación puede tomar de cinco a siete años antes de entrar en operación.

Aunque la información que se presenta corresponde a diez años y comprende la capacidad existente, la demanda prevista para ese lapso en las opciones de expansión disponibles, los estudios para determinar las adiciones de capacidad que deberán incluirse en el programa de expansión comprenden un horizonte de hasta treinta años con el fin de abarcar una porción importante del horizonte de vida útil de los proyectos. El programa de expansión óptimo se obtiene mediante estudios en los que se utilizan modelos de optimización y simulación. El margen de reserva requerido, es resultado de un análisis costo – beneficio de la confiabilidad, que toma en cuenta el costo para la economía del déficit del suministro.

La planeación del sistema interconectado nacional se realiza de manera global, evaluando conjuntamente las opciones de expansión de la generación en las diferentes regiones del sistema y las adiciones a la red de interconexión.

En el caso del sistema que abastece a Baja California existen posibilidades de importación y exportación con diversas compañías eléctricas del oeste de Estados Unidos.

El sistema de Baja California Sur se planifica como área autosuficiente, en vista de que su interconexión con el resto de la red nacional no ha resultado conveniente desde el punto de vista técnico – económico.

En los estudios mencionados se toman en cuenta los siguientes elementos:

- Energía necesaria y demanda de capacidad.- Esta variable es representada por las curvas de carga de cada área.
- Capacidad existente.- Es la suma de las capacidades de los medios disponibles en el sistema (Centrales de generación, compras firmes, etc.).
- Capacidad comprometida.- Incremento de capacidad que entrarán en operación a lo largo del periodo, provenientes de fuentes de generación en proceso de construcción, así como de compras firmes de capacidad, incluyendo importaciones.
- Adiciones de capacidad por rehabilitación.- Capacidad recuperada mediante rehabilitación de centrales con capacidad degradada.
- Adiciones de capacidad por modernización.- Capacidad que se logra mediante mejoras en los procesos de generación y mediante la incorporación de adelantos tecnológicos.
- Capacidad retirada.- Capacidad que se pondrá fuera de servicio a lo largo del periodo por terminación de la vida útil o económica de las instalaciones o por vencimientos de contrato.
- Capacidad adicional.- Capacidad no comprometida que podrá ser suministrada por proyectos de inversionistas privados o de la CFE, según sea el caso.

Considerando el escenario de crecimiento esperado, al 31 de diciembre de 1994 se requería incorporar al sistema 13,039 MW de capacidad en el periodo 1995-2004. De éstos, 4,008 MW corresponden a la capacidad comprometida y los 9,031 MW restantes corresponden a la capacidad adicional.

CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

A diciembre de 1994, el sistema eléctrico nacional tenía 69,181 Km de líneas de transmisión, que operaban en niveles de tensión de 69 a 400 KV. Del total anterior, el 15.9% correspondió a líneas de 400 KV, el 27.8% a líneas de 230 KV y el 56.3% restante, a líneas con tensiones de 69 a 161 KV. Por lo que se refiere a subestaciones de transmisión y distribución, se tenía una capacidad instalada de 131, 149 MVA.

Con la participación de los inversionistas privados en el sector eléctrico en actividades que no constituyen servicio público de energía eléctrica, los permisionarios podrán utilizar el servicio de transmisión que proporcionan los suministradores, siempre que exista la posibilidad técnica de hacerlo con las instalaciones existentes. Las adiciones de capacidad de transmisión que se requieren para abastecer la demanda esperada a costo mínimo y con los criterios establecidos de seguridad y calidad, se determinan mediante estudios técnicos y económicos de las opciones disponibles.

Los beneficios que se derivan de la expansión de la red están relacionados con uno o más de los conceptos siguientes:

- a) **Confiability.**- Reducción del valor esperado de la energía no suministrada, debido a posibles fallas de los elementos del sistema.
- b) **Seguridad.**- Posibilidad de mantener operando en sincronismo las unidades generadoras inmediatamente después de una contingencia crítica de generación o transmisión.
- c) **Calidad.**- Posibilidad de mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos aceptables.
- d) **Economía de la operación.**- Reducción de los costos de operación del sistema eléctrico.

Tomando como base el estado actual de la red de transmisión y el programa de expansión del sistema de generación, se ha determinado un programa de líneas de transmisión en el que en el período 1995-1997, se pretende incorporar al sistema 11,065 Km. de líneas de transmisión en niveles de tensión de 69 a 400 KV y 17,747 MVA en subestaciones reductoras.

II.4.- COMPARACIÓN DE OPCIONES.

Para cubrir la capacidad adicional requerida en el sistema eléctrico nacional se dispone de un conjunto de opciones técnica y económicamente factibles, que comprenden proyectos típicos, basados en tecnologías y capacidades disponibles comercialmente, y proyectos específicos, especialmente hidroeléctricos y geotermoeléctricos, con estudios de ingeniería preliminar realizados por la CFE.

Los proyectos hidroeléctricos y geotermoeléctricos tienen la característica de que antes de su construcción requieren de un largo proceso de estudio, que se inicia en la etapa de identificación de los posibles sitios de aprovechamiento y termina en la fase de diseño de las centrales generadoras.

La utilización de fuerza eólica se incorporó recientemente a la generación del sistema eléctrico nacional, aunque en porcentaje aun poco significativo. Se espera que el avance tecnológico permita un mayor auge en esta y otras fuentes renovables, sobre todo en sitios donde se dificulta el transporte de hidrocarburos.

La definición de las opciones óptimas de expansión del sistema eléctrico depende de factores diversos, como por ejemplo: crecimiento de la demanda, precios y disponibilidad de los combustibles, normas ambientales, cambios tecnológicos, participación del sector privado en la generación, entre otros. Tomando

en cuenta todos estos elementos bajo la coordinación de la Secretaría de Energía, se diseñó un escenario que prevé la utilización de gas para la generación de energía eléctrica en zonas ambientalmente críticas.

En caso de presentarse limitaciones en el suministro de gas natural, se disminuiría la capacidad de proyectos de ciclo combinado y se incrementaría la capacidad de centrales carboeléctricas duales, con posibilidad de usar combustóleo como combustible alternativo. En este caso, el sitio de Puerto Altamira, con posibilidad de desarrollo de hasta 2,800 MW, sería una opción recomendable.

En la medida en que se disponga de mayor información de los inversionistas privados, la planeación del sistema eléctrico incluirá proyectos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente y pequeña producción, así como de importación y exportación de energía eléctrica. La participación del sector privado permitirá, dentro del marco jurídico vigente, el aprovechamiento tanto en el corto como en el largo plazo de la energía eléctrica que resulte de menor costo.

II.5.- ACCIONES Y PROGRAMAS EN MATERIA DE AHORRO DE ENERGIA.

Los sistemas de cogeneración permiten un importante ahorro de energía primaria, mediante la generación conjunta de energía eléctrica primaria y calor útil para los procesos. En términos generales, se estima que el ahorro de energía primaria es de alrededor del 31%.

Este potencial nacional de cogeneración está determinado únicamente en función de aspectos técnicos. La viabilidad de su aprovechamiento dependerá del grado en el que las inversiones privadas que se realicen al efecto resulten redituables.

En el área de normatividad se han desarrollado en un contexto de amplia concertación social un conjunto de normas de eficiencia energética para equipos y sistemas, nueve de las cuales se orientan al ahorro de electricidad. De estas nueve normas, tres ya entraron en vigor (refrigeradores, unidades de aire acondicionado de ventana y motores trifásicos) y otras seis (sistemas de bombeo, bombas verticales, sistemas de alumbrado para edificios no residenciales, integral de edificios no residenciales, bombas centrífugas de uso doméstico y lavadoras de ropa electrodomésticas) se encuentran en las etapas finales del proceso de aprobación.

De acuerdo a las estimaciones realizadas en el proceso de desarrollo de las normas se espera que, con el cumplimiento cabal de las que ya están en vigor, se evite un consumo integrado de 14,000 GWh y una demanda de 3,600 MW para el año 2004. Similarmente, para las normas que se hallan en proceso se espera tengan efectos de 40,000 GWh en consumo acumulado evitado y 2,000 MW en demanda evitada.

De manera particular, es urgente definir con mayor claridad los patrones de consumo específicos del sector comercial, ya que es un sector que funciona fundamentalmente con este energético, ha tenido un crecimiento notable en años recientes, y, por la forma en que se presenta la información desagregada disponible del consumo nacional de electricidad, se dificulta la cuantificación de su potencial de ahorro de energía eléctrica.

Finalmente, es también necesario disponer de un conjunto amplio de datos e índices de producción, transporte y consumo de energía que sirvan como punto de referencia para poder realizar comparaciones que permitan ubicar áreas de oportunidad de ahorro y uso eficiente de energía.

En el área de normatividad se continuarán desarrollando normas de eficiencia energética para equipos y sistemas, teniéndose actualmente en desarrollo cuatro normas con impactos en el consumo y la demanda de electricidad (motores monofásicos, bombas sumergibles, acondicionadores de aire de tipo central y sistemas de alumbrado en vialidades y exteriores de edificios).

En lo que se refiere a las actividades programadas por el FIDE, en coordinación con el PAESE (Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico) destacan las siguientes:

Horario de verano: Se tiene contemplado aplicar, a nivel nacional y a partir de 1996, el horario de verano, que consiste en adelantar una hora los relojes simultáneamente a nivel nacional, en los meses de mayor luminosidad natural. Con esta medida se estima ahorrar 1,300 GWh al año.

Programa de incentivos: Con el objetivo de lograr ahorros en el consumo y demanda pico de energía eléctrica, así como de impulsar la transformación del mercado hacia el uso de equipos de alta eficiencia. Mediante bonificaciones económicas otorgadas a los usuarios que adquieran e instalen motores eléctricos de alta eficiencia, compresores de tipo tornillo, unidades de iluminación comercial ahorradoras, lámparas fluorescentes compactas, así como los municipios que rehabiliten y hagan más eficientes su sistema de bombeo de agua potable y residual, se estima alcancen, al año 2000, un ahorro de 3,261 GWh al año en consumo y de 529 MW en demanda.

Proyectos demostrativos: Se continuará con el desarrollo de proyectos demostrativos atendiendo aquellos sectores y áreas en las que se considere necesario reforzar las acciones emprendidas. Con estos proyectos se espera evitar, al año 2000, el consumo de 843 GWh al año y 141 MW en demanda máxima.

Promoción y capacitación: Se continuará con los programas de promoción que incluyen la elaboración y distribución de materiales impresos dirigidos a los usuarios de los principales sectores consumidores; se mantendrá la formación de comités de ahorro en grupos industriales, cadenas de establecimientos industriales y de servicios, así como en asociaciones y organismos empresariales.

Identificación de equipos suficientes: Se continuará con el otorgamiento del sello FIDE, el cual permite difundir entre los usuarios los equipos de más alta eficiencia.

Ahorros de energía en bombeo agrícola: La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) ha venido desarrollando un intenso programa para rehabilitar sistemas de bombeo agrícola, mismos que se han traducido en sustanciales ahorros. Se considera que la continuación de estos esfuerzos permitiría alcanzar al año 2000 ahorros por 316 GWh en consumo y 36 MW en demanda pico.

Ahorro de energía en inmuebles del gobierno federal: Se estima que, de aplicar un programa de ahorro en inmuebles del gobierno federal se obtendrán disminuciones en el consumo de energía eléctrica por 478 GWh y por 101 MW en demanda pico en el año 2000.

III.- PARQUE DE GENERACION TERMICA EN EL NOROESTE

Se estima que en los próximos 10 años el consumo de energía eléctrica en el país, se incrementará a una tasa promedio anual de 5.8%. para hacer frente a este crecimiento, será necesario instalar en el periodo 1998-2007, 21,743 MW de capacidad de generación 37,904 Km. de líneas de transmisión (69 KV a 400 KV) y 62,686 MVA de capacidad de transformación de alta tensión. El detalle de las instalaciones requeridas en este periodo se consigna en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE).

EL POISE es el resultado final de los estudios de planeación y programación de CFE, los cuales se revisan y actualizan anualmente. Este documento es la fuente de información para la síntesis que anualmente publica la Secretaría de Energía en el documento de Prospectiva del Sector Eléctrico.

Así para determinar la capacidad y la ubicación de las nuevas centrales generadoras, así como la expansión óptima de la red de transmisión, es necesario estimar la potencia y la energía que se requiere en cada uno de los diferentes centros de consumo del país.

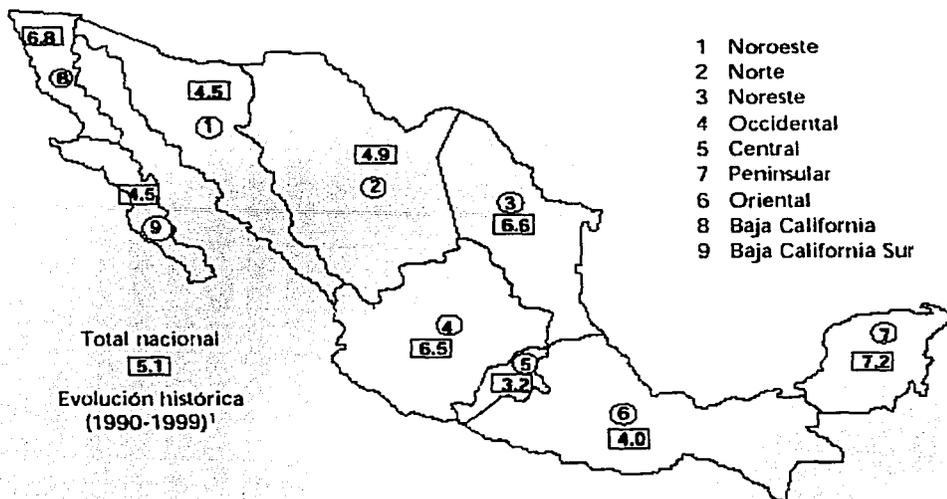
El punto de partida es el estudio regional de las ventas de energía eléctrica, el cual analiza la evolución de las ventas de cada zona geográfica y área de servicio del Sistema Eléctrico Nacional. Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de tendencia complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. Los resultados de los estudios de las ventas regionales se ajustan para empatar con el pronóstico de las ventas nacionales, definido previamente con los modelos econométricos.

Los estudios principales que se requiere para la elaboración del POISE son los siguientes: a) Pronóstico de demanda y consumo para los siguientes 10 años (Estudio del Desarrollo del Mercado Eléctrico), b) Estudios de Optimización para la Expansión del Sistema Eléctrico, c) Estudio de Simulación del Comportamiento del Sistema Eléctrico, Análisis Estadístico y prospectiva de la Disponibilidad de Unidades Generadoras, e) Estadístico y Prospectiva de las Curvas de Demanda para las diferentes áreas geográficas del país, y f) Costos y Parámetros de Referencia de unidades generadoras, líneas de transmisión y subestaciones eléctricas.

En el siguiente mapa, se muestra el aumento promedio anual de las ventas de electricidad en cada área del Sistema Eléctrico Nacional, tanto el crecimiento histórico del periodo 1990-1999, como el que se deduce de las proyecciones para 2000-2009.

Destaca la tasa media de crecimiento anual de las áreas: Baja California (7.8%), Peninsular (7.4%), Noreste (7%) y Norte (6.4%).

Crecimiento promedio anual de las ventas por región (%)*



* No incluye exportación

¹ Las TMCA para el período 1990-1999 se calcularon tomando como valor de referencia los datos del año 1989.

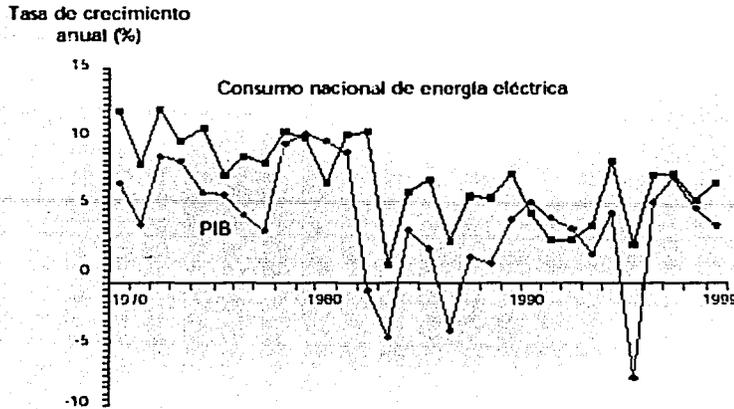
En el estudio regional del mercado de energía eléctrica, la demanda se clasifica en dos categorías: desarrollo normal y cargas importantes. El procedimiento de pronóstico consiste en proyectar para cada zona las ventas de energía eléctrica a los usuarios de las cargas importantes, se estiman con la información proporcionada en las solicitudes de nuevos servicios y mediante la aplicación de encuestas anuales que la CFE hace con éste propósito.

En la primera etapa del proceso de planeación del sector eléctrico, se hace un análisis retrospectivo de la demanda eléctrica en el país, que sirva de base para la estimación de las ventas futuras de energía eléctrica. En este se revisa el comportamiento de los factores que determinan la demanda de la energía eléctrica, entre los que destacan el crecimiento económico y demográfico, las condiciones climáticas y geográficas, la estructura y los niveles tarifarios, así como las innovaciones tecnológicas tales como los avances en la eficiencia con los que se utiliza la electricidad en los procesos productivos y en los aparatos eléctricos.

Para ello, la CFE y LFC hacen un estudio anual sobre el comportamiento histórico de las ventas de electricidad por sector y región, en el que registran los principales cambios que se presentaron durante el último año.

En México, las ventas de energía eléctrica, sin considerar exportación, pasaron de 92.1 TWh a 145 TWh entre los años 1990 y 1999, equivalente a un crecimiento promedio anual de 5.1% durante la última década. Este aumento en la demanda de energía eléctrica fue superior al ritmo de crecimiento de la población (1.8% anual promedio) y al Producto Interno Bruto (3.3% anual en promedio). En la siguiente gráfica se aprecia la correlación entre el crecimiento de la demanda de electricidad y el PIB.

El consumo nacional de electricidad y el PIB 1970 - 1999



Hay varios factores que derivan en que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica supere al del PIB. Uno de ellos es que éste indicador incluye todas las actividades económicas, algunas de las cuales crecen a un ritmo menor que el resto de la economía, otro es el crecimiento de empresas intensivas en el uso de energía eléctrica, como las metalúrgicas, vidrieras, cementeras, etcétera. A su vez el incremento poblacional se traduce en nuevos usuarios del servicio eléctrico y los adelantos tecnológicos han abaratado los aparatos electrodomésticos, por lo que se han hecho más accesibles al público, todo lo cual provoca que la demanda del fluido eléctrico aumente. Sin embargo, también se ha mejorado la eficiencia en el consumo eléctrico de varios aparatos.

Comportamiento de la demanda nacional de energía eléctrica por sector

Este es otro factor que interviene de manera significativa en el análisis de requerimientos de la capacidad, por ello el servicio público de energía eléctrica cuenta con una estructura tarifaria que integra 31 modalidades diferentes para la comercialización de la electricidad en México. Para su estudio estas tarifas se agrupan en cinco sectores, de acuerdo con las modalidades de su uso: residencial, comercial, servicios, industrial y agrícola.

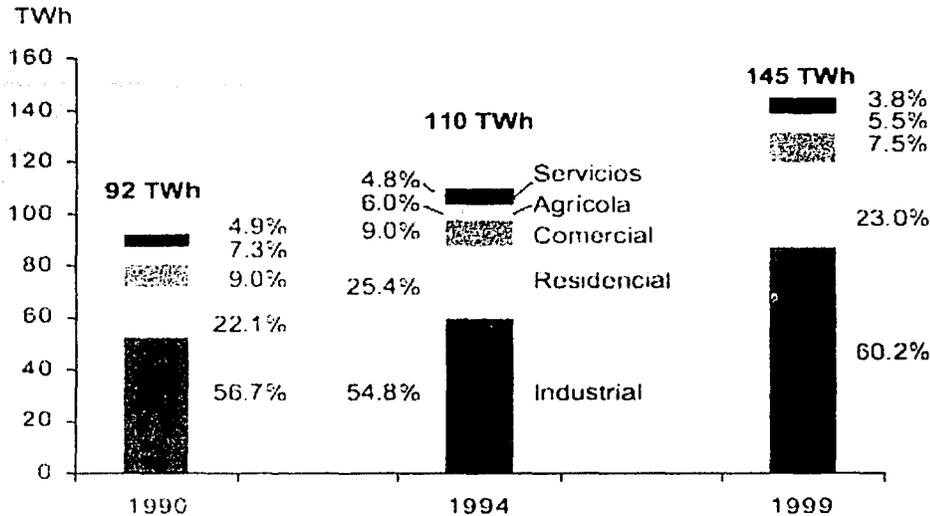
El sector residencial comprende las tarifas del servicio doméstico; el comercial, las tarifas del servicio general en baja tensión, que abarca principalmente a establecimientos comerciales, de servicios y micro industrias.

En el sector de servicios se integran las tarifas para alumbrado público, bombeo de aguas negras y potables, y servicio temporal; en el sector agrícola, las tarifas para bombeo de agua para riego.

El sector industrial opera con las tarifas para empresa mediana y gran industria. Se consideran de empresa mediana las tarifas para servicio general de media tensión que son aplicadas principalmente a establecimientos industriales medianos y pequeños y, a comercios y servicios grandes. Se consideran de gran industria las tarifas para servicio general en alta tensión, cuyos usuarios son básicamente las grandes unidades industriales e importantes sistemas de bombeo de agua potable.

La estructura de las ventas totales de energía eléctrica en el país, durante 1999, muestra que 60.2% fue destinada al sector industrial, 23% al residencial, 7.5% al comercial, 5.5% al de riego agrícola y 3.8% al sector de servicios.

Estructura de las ventas de electricidad



Al establecer las fechas de entrada en operación de las instalaciones se toman en cuenta, los tiempos requeridos para realización de los proyectos en función de su modalidad financiera, desde la aprobación por las autoridades, la celebración de las licitaciones, los cierres, financieros y los tiempos de construcción correspondientes.

Los aspectos que fundamentalmente inciden en la decisión del tipo de tecnología de generación a instalar, son: a) la política energética dictada por la Secretaría de Energía, b) los criterios técnicos, económicos y financieros y c) la normatividad ambiental vigente en el país.

Los criterios técnicos se refieren a las condiciones de operación asociadas a la calidad, seguridad y confiabilidad de operación. Los económicos consideran que el suministro de la energía eléctrica debe efectuarse al menor costo de largo plazo, mientras que los financieros obligan a que los proyectos tengan una rentabilidad adecuada y cumplan con las reglas definidas por las autoridades competentes.

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (SEN)

Para fines de planeación y operación el Sistema Eléctrico Nacional se descompone en:

1. - Sistema Interconectado Nacional
2. - Sistema Eléctrico del área Noroeste
3. - Sistema Eléctrico del área Baja California
4. - Sistema Eléctrico del área Baja California Sur.

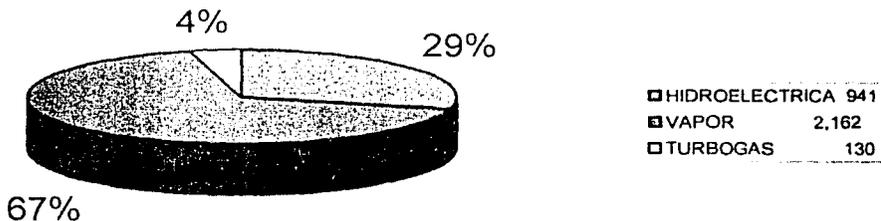
AREA NOROESTE

Para los fines de esta tesis se analizará solo el Sistema Eléctrico del Área Noroeste, aunque se hará mención de las otras áreas cuando para la comprensión del escrito así lo amerite.

Para suministrar el servicio público de energía eléctrica a los estados de Sinaloa y Sonora, se utiliza el Sistema Eléctrico del Área Noroeste.

La capacidad instalada en el sistema eléctrico del Área Noroeste a diciembre de 1997 fue de 3,233 MW, equivalente a 9.3% del total del SEN. La capacidad hidroeléctrica representó 29.1%, la termoeléctrica convencional 66.9% y las unidades turbogas a base de diesel 4%. En los últimos años, la capacidad hidroeléctrica se ha reducido hasta 400 MW debido a la poca cantidad de lluvia en esa región del país.

CAPACIDAD INSTALADA A DICIEMBRE DE 1997 (MW)



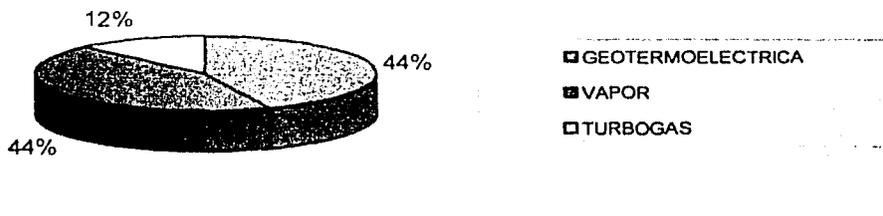
En el periodo 1993 – 1997 la demanda del área Noroeste creció con una tasa anual promedio de 5.7%; para el periodo 1998 – 2007 se espera un crecimiento anual promedio del orden de 4.9 %

La demanda máxima anual del área Noroeste ocurre en el periodo de verano. El balance de potencia de este sistema eléctrico parte de la capacidad efectiva reportada a diciembre de 1997 y del programa de adiciones y retiros.

Como parte del área Noroeste se considera el Área Baja California, la cual opera aislado del Sistema Interconectado, pero se encuentra interconectado al sistema del Oeste de Estados Unidos, por lo que ha sido posible aprovechar esta situación para exportar o importar capacidad y energía eléctrica.

La capacidad instalada en el sistema eléctrico del Área Baja California a diciembre de 1997 fue de 1,417 MW, distribuidos de la siguiente manera: 43.8% Geotermia, 43.8% Termoeléctrica y 12.4% Turbogás.

CAPACIDAD INSTALADA A DICIEMBRE DE 1997 (MW)



En los últimos cinco años la demanda máxima del área Baja California, sin incluir la exportación, tuvo un crecimiento anual promedio de 5.7%. Para los próximos 10 años se espera un crecimiento anual promedio de 7.3%, debido al incremento proyectado en parques industriales para industria maquiladora.

Los requerimientos de capacidad adicional para el Área Noroeste son de 1,170 MW. En esta área se ha estudiado el sitio que actualmente ocupa la central Termoeléctrica Puerto Libertad, en la parte norte del estado de Sonora. En la zona de Naco-Nogales existe la posibilidad de instalar varias plantas de ciclo combinado que serían alimentadas con gas importado de la red de gasoductos del sur de EUA. Además, mediante la construcción de enlaces de interconexión con empresas de EUA, es factible definir proyectos de importación que podrían resultar económicamente aceptables.

Asimismo, se han realizado estudios de cinco proyectos hidroeléctricos sobre el río Yaqui, localizados al oriente de Hermosillo, estos son Soyopa, El Mezquite, Faustino, La Dura y Tufanito, sin embargo, hasta ahora, estos proyectos no han resultado económicamente atractivos para la expansión del sistema.

Área Baja California Norte, en ésta área, adicionalmente a la capacidad comprometida se requerirán 1,076 MW para cubrir la demanda hasta el año 2009. Esta capacidad se obtendría mediante la instalación de cuatro plantas de ciclo combinado de 269 MW, que podrían instalarse en sitios cercanos a Mexicali y a la planta existente en Rosarito. En caso de existir mercado de exportación, se tiene la posibilidad de repotenciar las cuatro unidades termoeléctricas convencionales de 75 MW de la Central Rosarito I, mediante la instalación de 600 MW de unidades turbogás, con lo cual se contaría con una central de ciclo combinado de 900 MW. A su vez, se tiene la opción de importar temporalmente capacidad y energía de

empresas eléctricas de EUA, lo que requeriría ampliar la capacidad de transmisión con nuevos enlaces de interconexión.

El sistema de generación está integrado por diferentes centrales de varios tipos que utilizan distintos combustibles o fuentes de energía primaria para producir electricidad. En diciembre de 1999, la capacidad total instalada en el SEN alcanzó 35,667 MW, ver cuadro siguiente:

**Capacidad efectiva por área (MW) ¹
a diciembre de 1999**

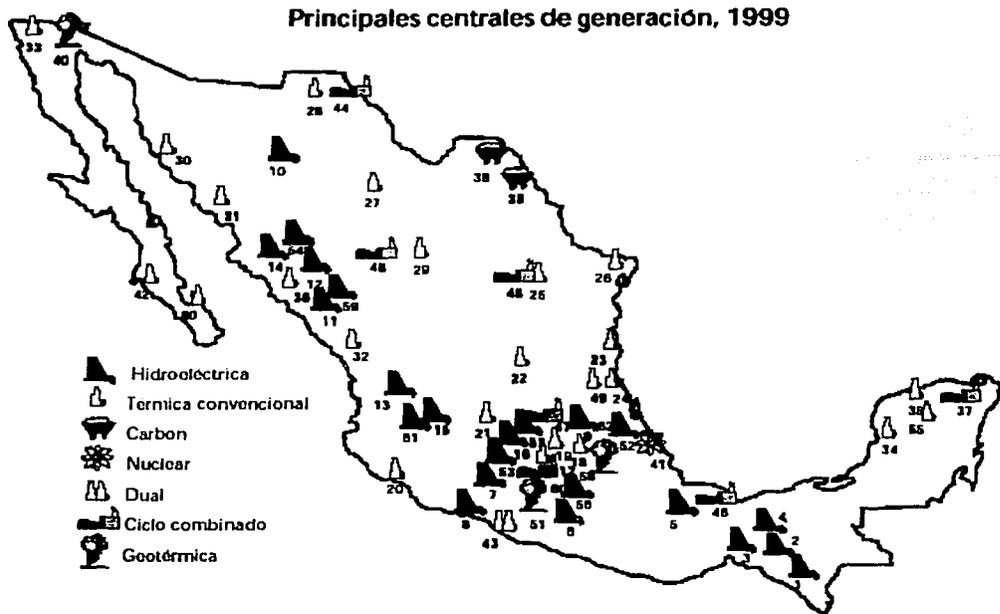
Área	Hidro- eléctrica	Térmica convencional	Ciclo combinado	Turbinas	Combustión interna	Diésel	Carbo- eléctrica	Geotérmica y eólica ²	Nucleo- eléctrica	Total
Morelos	641	2,182	0	272	0	0	0	0	0	3,376
Morelia	28	1,074	722	253	0	0	0	0	0	2,077
Morelia	118	1,715	378	455	0	0	2,600	0	0	6,266
Ocidental	1,798	3,466	218	122	0	2,100	0	88	0	7,792
Central	1,524	2,474	482	374	0	0	0	0	0	4,854
Oriental	5,210	2,217	452	43	0	0	0	44	1,368	9,334
Pueblotlán	0	442	212	387	1	0	0	0	0	1,041
Baja California	0	620	0	327	2	0	0	820	0	1,669
Baja California Sur	0	112	0	128	75	0	0	0	0	314
Zonas aisladas	0	0	0	5	39	0	0	1	0	45
Total ³	9,619	14,283	2,463	2,264	118	2,100	2,600	762	1,368	35,667

¹ La capacidad hidroeléctrica corresponde a los niveles de diseño de los embalses, durante el estaje la capacidad se degrada por bajas raras. La capacidad de las unidades térmicas de arranque durante el verano por efecto de alta temperatura.

² Las cifras están reducidas a números enteros, por lo que los totales posibles no corresponden exactamente a las sumas.

³ Incluye las centrales eólica de 1,515 MW en el área occidental y 0.6 MW en las zonas aisladas.

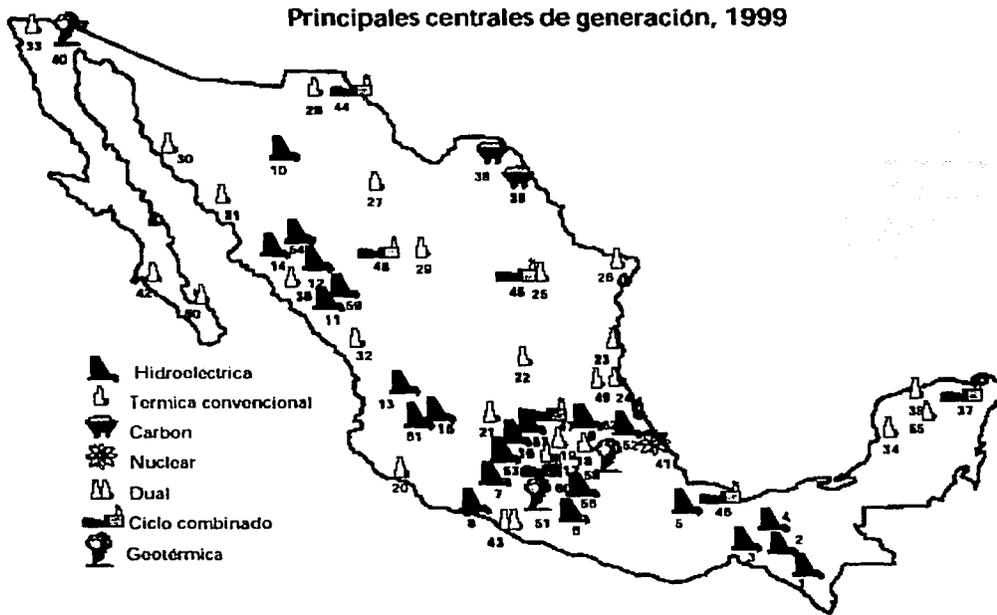
En el siguiente mapa se muestran las centrales que destacan por su capacidad, tecnología de generación o importancia regional.



El mayor desarrollo de energía geotérmica se halla en las cercanías de Mexicali, Baja California, en la Central de Cerro Prieto con una capacidad de 620 MW, equivalente a 82.7% del total de la capacidad geotermoeléctrica en operación en el país. El resto, 17.3% está en Los Azufres, Michoacán y los Húmeros, Puebla.

En México, la fuente de energía primaria que tiene mayor participación en la generación de electricidad es la de los hidrocarburos. Se consideran fuentes alternas, las energías hidráulica, geotérmica, nuclear, eólica y el carbón. En 1999 se generó un total de 180,911 GWh de los cuales 63.2% correspondió a los hidrocarburos (incluye la generación de la central dual 6.2), 18.1% a hidro-electricidad, 10.1% al carbón, 5.5% a núcleo eléctrica y 3.1% a geotérmica y eólica.

En el siguiente mapa se muestran las centrales que destacan por su capacidad, tecnología de generación o importancia regional.



El mayor desarrollo de energía geotérmica se halla en las cercanías de Mexicali, Baja California, en la Central de Cerro Prieto con una capacidad de 620 MW, equivalente a 82.7% del total de la capacidad geotermoeléctrica en operación en el país. El resto, 17.3% está en Los Azufres, Michoacán y los Húmeros, Puebla.

En México, la fuente de energía primaria que tiene mayor participación en la generación de electricidad es la de los hidrocarburos. Se consideran fuentes alternas, las energías hidráulica, geotérmica, nuclear, eólica y el carbón. En 1999 se generó un total de 180,911 GWh de los cuales 63.2% correspondió a los hidrocarburos (incluye la generación de la central dual 6.2), 18.1% a hidro-electricidad, 10.1% al carbón, 5.5% a núcleo eléctrica y 3.1% a geotérmica y eólica.

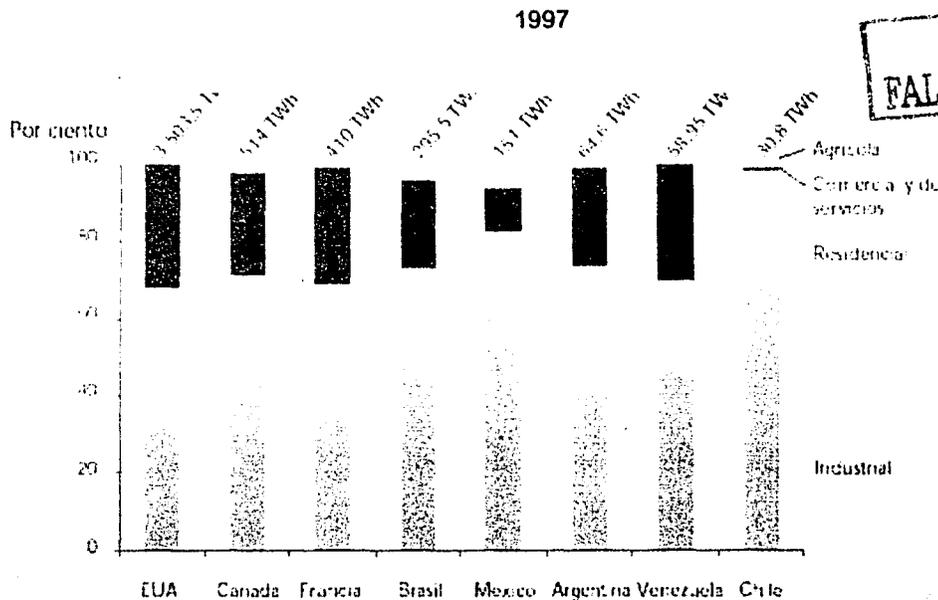
IV.- ANALISIS DE REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD EN EL ÁREA DE INFLUENCIA DEL NOROESTE

De acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía, durante 1997, México ocupó el decimosexto lugar mundial en demanda de electricidad, con un consumo de 152 TWh; el principal consumidor de energía eléctrica en el mundo es EU (3,503 TWh), seguido por China (1,069 TWh), Rusia (733 TWh) y Alemania (527 TWh).

La estructura del consumo de la energía eléctrica entre naciones industrializadas y en desarrollo presenta importantes diferencias. Por ejemplo, en la siguiente gráfica se observa que en los países industrializados, como EUA, Canadá y Francia, tienen una estructura de consumo muy similar, en la cual los sectores industrial, residencial y comercial y de servicios absorben cada uno aproximadamente un tercio del consumo total.

En cambio los países en vías de desarrollo, entre ellos Brasil, México, Argentina, Venezuela y Chile, presentan estructuras diferentes y destaca que en todos ellos el sector industrial es el consumidor más importante de electricidad, seguido por el residencial, excepto en Venezuela. Esto permite inferir que el crecimiento del suministro eléctrico en esas economías ha estado enfocado a satisfacer básicamente los requerimientos del sector industrial y, por lo tanto, los avances en la industrialización de esos países jugarán un papel importante en el crecimiento futuro de la demanda eléctrica.

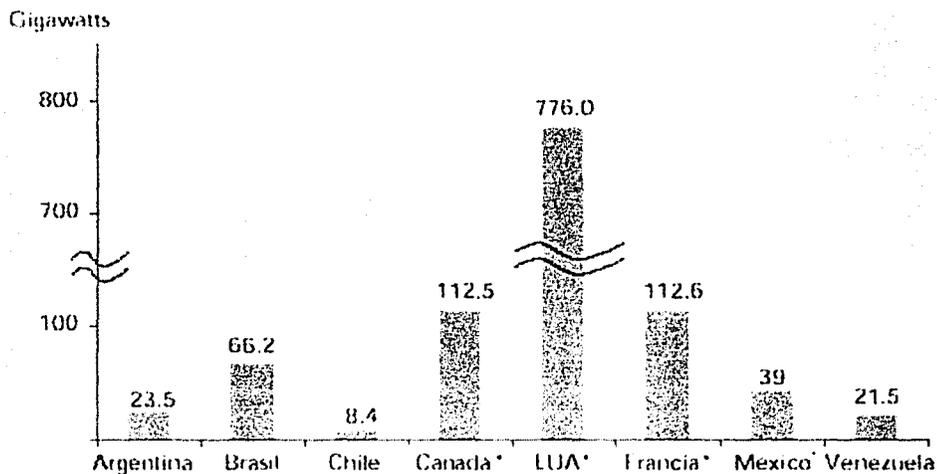
Estructura de consumo de energía eléctrica en países seleccionados



Fuente: Energy balances of OECD countries, 1996-1997
 Energy balances of non-OECD countries, 1996-1997.

En materia de oferta, durante 1997 la generación eléctrica nacional se ubicó en el decimoséptimo lugar a escala mundial. Para 1999, la capacidad instalada de generación eléctrica en México alcanzó los 39 GW, de los cuales 35.6 GW pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional, y el resto a generadores privados. Dicho valor es más de cuatro veces la capacidad en Chile, 81% superior a la de Venezuela y 66% mayor que la de Argentina. Sin embargo, respecto a nuestros principales socios comerciales, la capacidad instalada en México es 19 veces menor que la de EUA y casi tres veces inferior que la de Canadá.

Capacidad instalada de generación de energía eléctrica, 1999



* Datos de 1998.

incluye generación privada, el Sistema Eléctrico Nacional con 35.6 GW de capacidad instalada en 1999.

Fuente: *Energy information administration, DOE, 1999.*

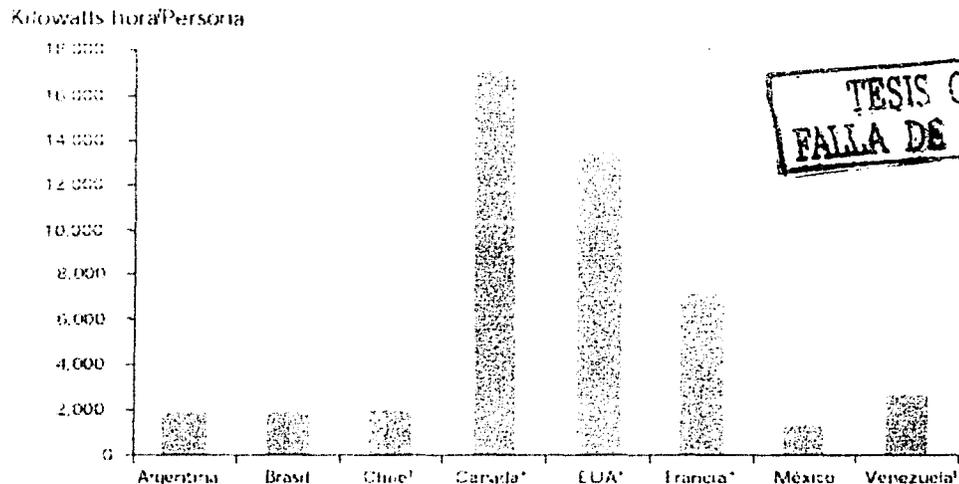
Sistema de información económica energética, GLADE 2000.

Operational technical results, Electricité de France, 1998.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Durante 1999, el consumo per cápita de electricidad en México fue de 1,348 KWh por habitante. Este valor es 12 veces menor que el consumo en Canadá, 10 veces inferior que el de EUA y ligeramente por debajo de Argentina, Brasil, Chile y Venezuela. Este indicador permite observar que el nivel de utilización de la energía eléctrica por persona en el país es relativamente bajo. Por ello, es previsible que el consumo de electricidad en México presente una tendencia ascendente conforme se incremente la actividad productiva y se mejore el nivel de vida de sus habitantes, al igual que en los demás países en desarrollo.

Consumo per cápita de energía eléctrica, 1999



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Fuente: Sistema de información económica energética: OLADE 2000.

Para estos países los datos son de 1998.

* Estimaciones propias con base en información del Monthly electricity survey, diciembre de 1999
Short term energy outlook: EIA, DOE, 2000 y Energy balances of OECD countries 1996-1997.

El ingreso per cápita de México se estima en alrededor de 4,900 dólares anuales que, comparado con las economías latinoamericanas, coloca al país por encima de otros como Brasil, Chile y Venezuela. Sin embargo, en relación con nuestros principales socios comerciales, EUA y Canadá, el ingreso per cápita nacional es casi siete veces inferior que el de los estadounidenses y cuatro veces menor que el de los canadienses.

Independientemente de estas comparaciones, para los próximos años México enfrentará el desafío de mantener una tasa de crecimiento económico por encima de la demográfica, con el propósito de poder disponer de recursos que brinden a la población mejores niveles de vida. Dentro de esta necesidad de crecimiento de la economía y de mejoramiento de la calidad de vida de los mexicanos, la disponibilidad de energía eléctrica se vuelve un requisito esencial para la expansión de las actividades productivas, por lo que su papel será crucial para asegurar la competitividad de la economía mexicana en el largo plazo.

El estudio Desarrollo del Mercado Eléctrico, es elaborado anualmente por la CFE, con la finalidad de analizar los escenarios probables de crecimiento del consumo nacional de electricidad para la siguiente década y estimar la capacidad y la energía necesaria para satisfacerlo. Una parte del consumo será atendida por conducto de las empresas del sector público, CFE, LFC, y la otra parte será autoabastecida

por generadores privados que cuentan con permisos de autoabastecimiento, cogeneración, importación y pequeña producción.

El presente estudio analiza la información disponible más reciente del consumo de energía eléctrica de los diversos sectores y regiones, así como el comportamiento histórico de las condiciones económicas, demográficas y tecnológicas, para así estimar las nuevas expectativas de desarrollo del mercado en función de las determinantes económicas y sociales previstas. Cabe aclarar que la estimación sobre la evolución de la economía se basa en la definición de diversos escenarios macroeconómicos, caracterizados principalmente por distintas estructuras y dinámicas de desarrollo.

La elaboración de los escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica resulta de la aplicación coordinada de modelos econométricos sectoriales y de estimaciones regionales sustentadas en el análisis de las tendencias y del comportamiento de los sectores de las diferentes zonas, así como en el estudio de algunas cargas específicas de gran importancia, en la actualización de las solicitudes formales de servicio y en investigaciones de mercado. El escenario de planeación es el eje para anticipar la expansión de la capacidad del sistema eléctrico por considerarlo el más probable en términos de los objetivos macroeconómicos futuros.

Una vez estimado el consumo nacional de energía, se deduce la parte cubierta por el autoabastecimiento, y el resultado es la electricidad que deberá suministrar el sector público (CFE y LFC).

La proyección de las ventas de electricidad en el servicio público de energía eléctrica para el lapso 2000-2009 se muestran en el cuadro siguiente, donde en la primera columna se presenta la tasa de crecimiento medio anual del consumo nacional y de las ventas de energía eléctrica de las empresas públicas en cada sector de consumo durante la década 1990-1999; en las columnas segunda y tercera aparecen las tasas medias de crecimiento anual para el próximo decenio con sus respectivos intervalos de confianza.

Escenario de planeación
Crecimiento medio anual del consumo nacional
y de las ventas de electricidad del sector público
%

SECTOR	1990-1999	2000-2009	INTERVALOS DE CONFIANZA AL 80%
Consumo nacional	5.0	6.6	6.3 – 6.9
Consumo autoabastecido	4.0	13.7	
Ventas totales (sin exportación)	5.1	5.9	5.6 – 6.1
Residencial	5.9	4.9	4.4 – 5.4
Comercial	3.5	4.6	3.9 – 5.3

Servicios	2.1	4.3	3.2 – 5.4
Industrial	5.7	6.8	6.5 – 7.2
Agrícola	1.0	1.1	0.0 – 2.1

Para determinar la capacidad y la ubicación de las nuevas centrales generadoras, así como la expansión óptima de la red de transmisión, es necesario estimar la potencia y la energía que se requiere en cada uno de los diferentes centros de consumo del país.

La planeación del sistema eléctrico que abastece Baja California se hace por separado, porque hasta ahora no se ha justificado económicamente su interconexión con el área Noroeste. En este sistema, una opción factible de ser evaluada para la planeación de la capacidad son los contratos de importación y exportación de energía eléctrica con diversas compañías eléctricas del occidente de EUA.

Para estimar una Prospectiva del Mercado Eléctrico 2000-2009, se usan tres escenarios de evolución futura de la actividad económica, planeación, alto y moderado, que consideran un comportamiento cíclico de la economía. Estas previsiones fueron acordadas en el grupo interinstitucional para la elaboración de la Prospectiva, con la finalidad de ser utilizadas como base para la planeación coordinada del sector energético. El escenario de planeación es el eje para anticipar la expansión de la capacidad del sistema eléctrico por considerarlo el más probable en términos de los objetivos macroeconómicos futuros.

Los escenarios altos y de planeación toman en cuenta la expectativa oficial de desarrollo planteada en las metas del Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 (PND), así como los Criterios de Política Económica para el año 2000. En el escenario de planeación, el promedio de crecimiento del PIB para los siguientes 10 años será de 5.2%, igual al supuesto en la Prospectiva de 1999. No obstante la estructura productiva implícita en este agregado ha sido revisada en la versión actual, con implicaciones relevantes especialmente para el comportamiento de la industria manufacturera, la que se prevé presente un crecimiento más dinámico, 6.8 % anual promedio en el periodo, frente a 5.7% previamente supuesto. El importante peso del consumo industrial en el mercado eléctrico se traduce en un mayor ritmo de expansión del consumo total. Por otra parte, el escenario alto pronostica una tasa de crecimiento medio del PIB de 6.2%, en tanto que el escenario moderado supone un PIB promedio anual de 3.8%.

En materia demográfica se utilizó la misma proyección usada en la Prospectiva del año anterior, basada en estudios del Consejo Nacional de Población (Conapo), que resulta en una tasa media de crecimiento de la población de 1.3% anual para los próximos 10 años. Sin embargo, dada la distinta dinámica de la economía, para el escenario de planeación se supuso un crecimiento anual promedio de las viviendas de 2.8%, ligeramente mayor al del año pasado (2.6%). Para el caso de los escenarios alto y moderado, se estimó que el ritmo de edificación de viviendas crecerá a 3% y 2.6% respectivamente.

En la proyección de la demanda, para el escenario de planeación y el moderado, se supone que se conserva la relación precio-costo de las tarifas de los sectores industriales, de servicios y comercial,

actualmente alrededor del equilibrio, como resultado del ajuste por el costo de los combustibles fósiles, utilizados en la generación y la inflación. En el escenario alto, se contempla la posibilidad de un ligero descenso en el precio real de la energía eléctrica para el sector industrial.

Los precios reales en dólares del combustóleo y del gas natural son los mismos en los tres escenarios de pronóstico, pero divergen al expresarse como precios reales en moneda nacional, en razón de las discrepancias de tipos de cambio e índices generales de inflación empleados en cada escenario. Por este motivo, en los escenarios de planeación y alto se prevén aumentos reales del precio del combustóleo, y relativamente mayores en el precio del gas natural, mientras que en el escenario moderado el precio del combustóleo desciende, y el del gas aumenta menos que en los otros dos escenarios.

Además, se incorpora la consideración de tendencias tecnológicas sectoriales hacia un uso más eficiente de la electricidad, tal y como se han registrado en los sectores residencial, comercial e industrial con la introducción de nuevos equipos y dispositivos de iluminación. También se toman en cuenta los ahorros obtenidos por la aplicación del Horario de Verano.

Una modificación importante en el presente estudio es la introducción de estimaciones anuales de la energía que será suministrada mediante autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción, al considerar la capacidad existente y la probable que incluye los planes de instalación señalados en los permisos autorizados por la CRE.

Se estima que en 1999 se consumieron 10.9 TWh mediante estas modalidades y que PEMEX participó con 52%. Estas formas de autoabastecimiento representaron 7% de un consumo nacional global de electricidad de 155.9 TWh en ese mismo año, de los cuales 145 TWh fueron ventas del sector público paraestatal.

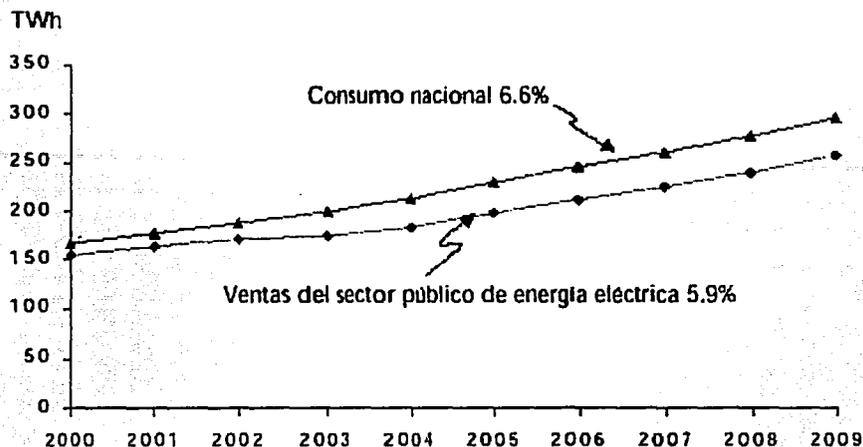
Hasta el futuro y con fundamento en la documentación oficial más reciente sobre permisos y potencial de probable instalación, se determinaron tres posibles trayectorias de la energía eléctrica autoabastecida: 1) en el escenario de planeación y durante los próximos 10 años, el consumo suministrado de esta forma registrará una tasa de crecimiento de 13.7% anual en promedio (en el estudio pasado se estableció una tasa de 12.1%) hasta alcanzar 39.1 TWh en el año 2009, con la observación que en el periodo 2002-2004 se adicionan cerca de 17 TWh de los pocos mas de 28 TWh incrementados en todo el periodo de proyección; 2) en el escenario alto, el consumo en 2009 se fijó en 42.9 TWh, y 3) en el moderado pronóstico para ese año es de 35.2 TWh.

Una vez estimado el consumo nacional de energía, se deduce la parte cubierta por autoabastecimiento, al cual se hizo referencia en el párrafo anterior, y el resultado es la electricidad que deberá suministrar el sector público (CFE y LFC).

A partir de los supuestos explicados, los datos más recientes y la aplicación de los modelos econométricos, se obtuvo la proyección del consumo nacional de energía eléctrica, que incluye al sector público y a las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción. En el escenario de planeación este consumo nacional crece a una tasa media de 6.6% anual en el lapso 2000-2009 en el escenario alto alcanza 7.6%, y en el moderado 5.4%. El consumo de energía proyectado para el año 2009 será de 296.1 TWh (alto) y 264.1 TWh (moderado).

La incertidumbre estadística implícita en los pronósticos permite prever, con un intervalo de confianza de 80%, que el consumo nacional aumentará en un rango de 6.3% a 6.9% anual para el escenario de planeación, por lo que se ubicaría entre 288 TWh y 304 TWh en el año 2009.

Consumo nacional de energía eléctrica (TWh) Escenario de planeación: 2000-2009



Las ventas de energía eléctrica de las entidades paraestatales registraron un crecimiento medio anual de 5.1% en la década pasada y en el escenario de planeación se estima que aumentarán a un ritmo promedio de 5.9% anual en el próximo decenio para alcanzar 256.9 TWh en el 2009, al considerar que se concretarán las estimaciones acerca del crecimiento en la capacidad y generación para autoabastecimiento y cogeneración.

En el escenario alto la tasa de incremento de las ventas sería de 6.8% anual y alcanzaría 280.4 TWh en ese año, mientras que en el moderado la tasa prevista es de 4.7% con 228.9 TWh. Considerando un intervalo de confianza de 80% para el escenario de planeación, se puede anticipar que el crecimiento medio anual de las ventas del sector público se ubicará entre 5.6% y 6.1%, es decir, la demanda de energía eléctrica estará en una banda de entre 251 TWh y 263 TWh en el 2009.

Las privadas de autoabastecimiento y cogeneración han tenido poca influencia en la planeación y operación del SEN por las siguientes razones:

- No comparten sus recursos de capacidad.
- Algunas de ellas no requieren servicios de respaldo
- No utilizan la red de transmisión, con excepción de las plantas de la empresa Arancia y Enertek, que entraron en operación en 1996 y 1998, respectivamente.
- Parte de su carga es alimentada en forma regular por el sistema eléctrico mediante contratos de suministro.

En la Prospectiva 1999-2008, los requerimientos de capacidad adicional de generación se determinaron al considerar en forma implícita la participación de las centrales privadas de autoabastecimiento y cogeneración, ya que la demanda a ser abastecida por el Sistema Eléctrico Nacional se obtuvo descontando del consumo nacional, la demanda de autoabastecimiento y cogeneración.

Para los próximos años se tiene programada la entrada en operación de variadas plantas de cogeneración y autoabastecimiento de capacidad importante, algunas de las cuales han solicitado servicios de transmisión y respaldo. Para proporcionar estos servicios será necesario instalar reserva adicional de generación y realizar ajustes en el programa de expansión de la red de transmisión.

Además, la participación de los proyectos privados de cogeneración y autoabastecimiento en la producción de energía eléctrica agrega un elemento adicional de incertidumbre a la planeación del SEN, ya que de no concretarse algunos de estos proyectos podría ponerse en riesgo la confiabilidad de suministro al no disponerse de los plazos requeridos para instalar plantas adicionales en el sistema.

Por ello se decidió modificar el enfoque de planeación para considerar de manera explícita los planes de instalación de plantas de autoabastecimiento cogeneración que tienen un impacto importante en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional.

En la siguiente gráfica se presenta de manera ilustrativa los elementos de este nuevo enfoque de planeación; entre ellos se tomarán en cuenta, por el lado de la oferta, la capacidad de las plantas destinadas al servicio público (Csp) y la de las centrales privadas de autoabastecimiento y cogeneración (Cac), mientras que por el lado de la demanda se considerará la de los usuarios del servicio público (Dsp) y la demanda de los autoabastecedores y cogeneradores, la cual podrá tener los componentes:

- Demanda remota (Dar): corresponde a las cargas ubicadas en sitios alejados de la central generadora, las cuales son alimentadas mediante la red de transmisión.
- Demanda local (Dal): corresponde a la carga que se encuentra ubicada en el mismo sitio de la central generadora.

Elementos a considerar en la elaboración del programa de expansión



- Csp = Capacidad de plantas para el servicio público
- Cac = Capacidad de plantas de autoabastecimiento y cogeneración (privado)
- Dsp = Demanda de usuarios del servicio público
- Dar = Demanda autoabastecida en forma remota (porteo)
- Dal = Demanda autoabastecida en forma local

En el siguiente cuadro se muestra la evolución de la capacidad de las plantas de autoabastecimiento y cogeneración que se tomó como base para la elaboración de la Prospectiva del sector eléctrico 2000.2009. La capacidad existente y el programa de proyectos se basan en información proporcionada por la CRE en las reuniones del grupo interinstitucional para la elaboración de la Prospectiva.

**Evolución de la capacidad de autoabastecimiento y cogeneración
(MW)**

Concepto	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Anterior sin Pemex	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412
Pemex	1,727	1,727	1,739	1,862	1,883	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893
Energía y Agua Pura de Cozumel	0	0	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Termoelectrica del Golfo (Cemex)	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250
Micase	0	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Termoelectrica Peñoles	0	0	0	0	0	260	260	260	260	260	260
Enron (Vtiro)*	0	0	0	284	284	284	284	284	284	284	284
Proyecto ISPAT ^b	0	0	0	0	750	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Intergen ^c	0	0	0	90	90	90	90	90	90	90	90
PEGI	177	177	177	177	617	617	617	617	617	617	617
Proyectos adicionales	0	0	0	0	0	0	383	703	979	1,302	1,764
Total	3,316	3,327	3,371	3,868	5,329	5,840	6,232	6,552	6,828	7,151	7,613

* Enron Energía Industrial de México.

^b Electricidad de Veracruz I y II

^c Energía Azteca VIII.

En el cuadro 18 se presentan los valores del consumo de las cargas alimentadas con las plantas privadas de autoabastecimiento y cogeneración. Los consumos se estimaron tomando como base los factores de planta declarados en las solicitudes de permiso entregadas a la CRE.

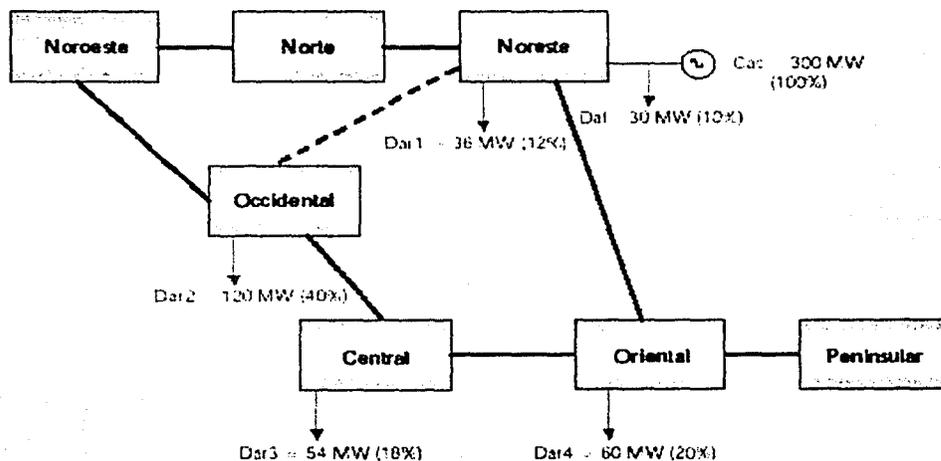
**Evolución del consumo de autoabastecimiento y cogeneración
(GWh)**

Concepto	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Anterior sin Pemex	4,642	4,642	4,642	4,642	4,642	4,642	4,642	4,642	4,642	4,642	4,642
Pemex	5,656	6,883	8,012	8,936	9,256	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400
Energía y Agua Pura de Cozumel	0	0	160	213	213	213	213	213	213	213	213
Termoelectrica del Golfo (Cemex)	0	0	0	0	1,596	1,596	1,596	1,596	1,596	1,596	1,596
Micase	0	49	54	54	54	54	54	54	54	54	54
Termoelectrica Peñoles	0	0	0	0	0	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687
Enron (Vtiro)	0	0	0	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066
Proyecto ISPAT	0	0	0	0	4,793	6,391	6,391	6,391	6,391	6,391	6,391
Intergen	0	0	0	611	611	611	611	611	611	611	611
PEGI	566	566	566	566	2,137	3,259	3,259	3,259	3,259	3,259	3,259
Proyectos adicionales	0	0	0	0	0	0	2,001	3,676	5,117	6,804	9,218
Total	10,864	12,140	13,434	17,088	25,368	29,919	31,920	33,595	35,036	36,723	39,137

La ubicación geográfica de las nuevas plantas de autoabastecimiento y cogeneración, así como la de sus cargas locales y remotas, tendrá un impacto importante en el margen de reserva regional y en la expansión de la red de transmisión, ya que algunas de ellas han solicitado servicios de transmisión y respaldo. En la siguiente página se ilustra un ejemplo de la forma en que un proyecto de autoabastecimiento incrementa la capacidad de generación en el área noreste, mientras que varias de sus cargas se encuentran ubicadas en las áreas Occidental, Central y Oriental.

Ubicación de la capacidad, de las cargas locales y remotas de los socios de autoabastecimiento

Ejemplo ilustrativo



Con la finalidad de tomar en cuenta el impacto de los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración en la expansión del SEN, se estimó caso por caso, el valor de la demanda máxima anual de la carga local y de cada una de las cargas remotas; posteriormente estos valores se agregaron a los de las demandas máximas del servicio público de las regiones correspondientes. De la misma manera, se estimó el valor del consumo anual de las cargas locales y remotas.

La demanda máxima a ser abastecida por el sistema eléctrico sirve como parámetro para estimar los recursos de capacidad de generación y transmisión. Los valores anuales de la energía bruta necesaria para el servicio público se calcularon agregando a las ventas, los valores estimados para las pérdidas de transmisión y para los usos propios de las instalaciones de generación y transmisión.

La cifra correspondiente a la demanda máxima anual se calculó aplicando a la energía bruta los factores de carga estimados para los diferentes consumidores de la región o área correspondiente.

La demanda del Sistema Interconectado (áreas: Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental y Peninsular) en una hora específica del año son iguales a la suma de las demandas de las áreas en esa misma hora. Para un año dado, el valor máximo de las demandas horarias del Sistema Interconectado (SI) es la demanda máxima coincidente, la cual es menor que la suma de las demandas máximas anuales de las áreas, ya que ocurren en momentos diferentes.

El factor de diversidad es la relación entre la suma de las demandas anuales de las áreas y la demanda máxima coincidente de SI. Para un año dado, la demanda máxima coincidente se calcula dividiendo la suma de las demandas máximas de las áreas entre el factor de diversidad estimado.

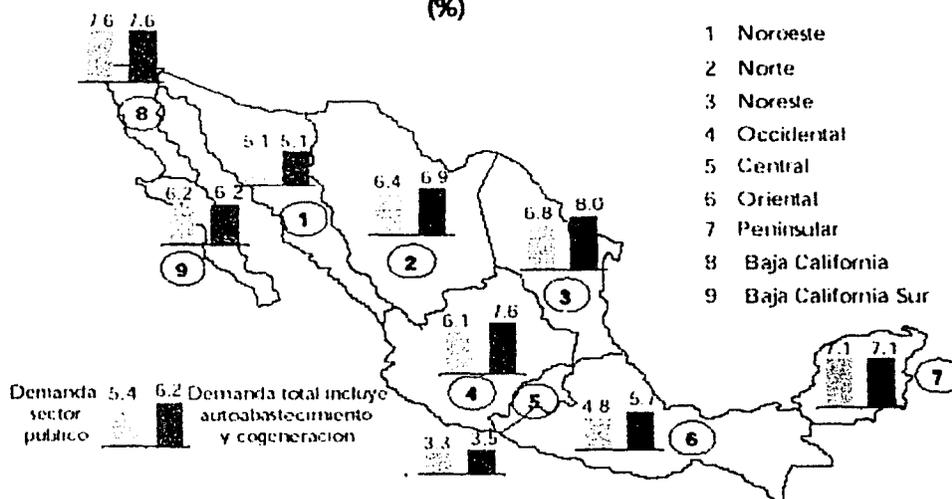
La demanda total que será abastecida por el sistema eléctrico es la demanda del servicio público más la demanda de las plantas de autoabastecimiento y cogeneración que requieren servicios de transmisión y de respaldo. La demanda de transmisión y respaldo se estimó considerando las plantas de las empresas Enertek y Arancia y las contenidas en el programa de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración que se tomó como base para la elaboración de esta Prospectiva.

Para efectos de planeación del SEN, la demanda autoabastecida que no requiere servicio de transmisión y de respaldo se considera independiente del sistema.

En el mapa se muestra que la demanda máxima total del sistema eléctrico y la correspondiente al servicio público, en las diferentes áreas, presentarán un crecimiento medio anual de 6.2 % y 5.4 % , respectivamente. La diferencia corresponde a las cargas de autoabastecimiento y cogeneración (transmisión y respaldo).

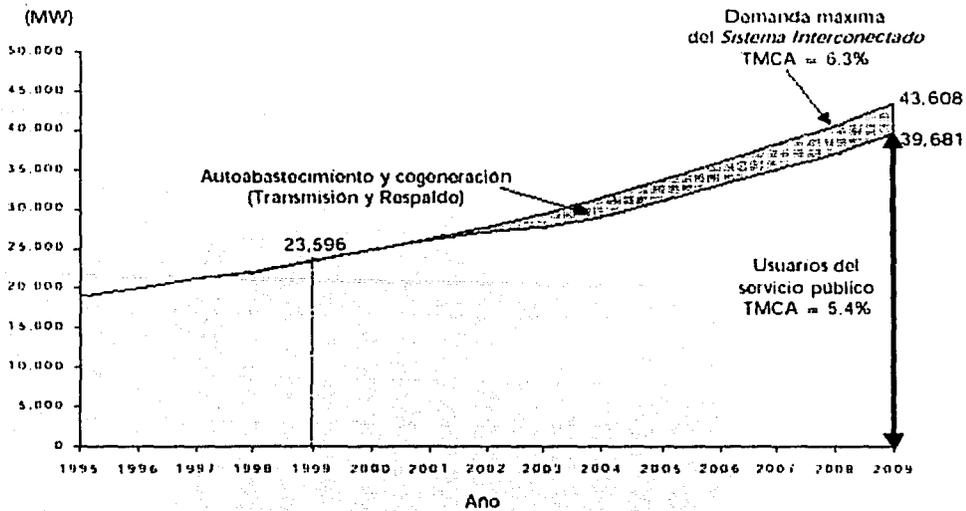
TEBIS CON FALLA DE ORIGEN

Crecimiento medio anual de la demanda máxima del sistema eléctrico 2000-2009
Escenario de planeación (%)



En la siguiente grafica se muestra la evolución esperada de la demanda coincidente del Sistema Interconectado. Se aprecia que la demanda máxima anual, que incluye la demanda de transmisión y respaldo de los proyectos privados, tiene un crecimiento anual promedio de 6.3% durante el periodo 2000-2009, mientras que la demanda correspondiente al servicio público tiene un crecimiento anual promedio de 5.4% en el mismo lapso.

Demanda máxima coincidente del *Sistema Interconectado*



V.-ETAPA DE FACTIBILIDAD.

V.-1.LOCALIZACION:

La existencia de un campo geotérmico se condiciona a la presencia de varios factores, principalmente una fuente de calor localizada a una profundidad somera, un acuífero que permite llevar esta energía a la superficie y capas geológicas impermeables que actúen como ello. Por lo tanto no en cualquier parte del mundo puede localizarse un campo geotérmico, también es evidente que la característica termodinámica de estos yacimientos varia debido a estos factores que dan lugar a su existencia. Los de más alta temperatura se encuentran solo en algunas partes del cinturón sísmico, el cual abarca por si mismo una fracción muy pequeña de la superficie de la tierra. Los campos de temperatura más baja, aunque no confinados al cinturón sísmico, también se encuentran solamente en ciertos lugares favorecidos. La gran parte de la corteza terrestre no es termal.

Resulta conveniente clasificar todas las áreas de la superficie de la tierra en tres grandes grupos:

- a) *Áreas no termales*: con gradientes de temperatura que varían de 10°C a 40°C por kilómetro de profundidad.
- b) *Áreas semitermales*: con gradientes de temperatura de hasta 70°C u 80°C por kilómetro de profundidad.
- c) *Áreas hipertermales o hipertérmicas*: con gradientes de temperatura mayores que los encontrados en las áreas no termales.

Un área térmica si esta asociada solamente con roca de permeabilidad baja o nula debajo de la superficie, no es apta para explotación comercial y un campo geotérmico puede definirse como un área térmica en la que la presencia de formaciones de roca permeable abajo del terreno permite el alojamiento de un fluido de trabajo, sin el cual no podría explorarse el área. Como los campos geotérmicos requieren tanto de agua como de calor para su existencia, se les cita a menudo como sistemas hidrotermales, también pueden clasificarse en tres tipos:

- a) *Campos semitermales*: capaces de producir agua caliente a temperatura hasta de 100°C desde profundidades de 1 ò 2 Km.
- b) *Campos hipertérmicos*: estos son de dos clases:
- c) *Campos hipertérmicos húmedos*: ó campos de agua dominante, con producción de agua presurizada a temperaturas que exceden de 100°C, en forma tal que cuando se lleva el fluido hasta la superficie y se disminuye su presión, una fracción se reduce a vapor en forma instantánea mientras que la mayor parte se conserva en la fase líquida.
- d) *Campos hipertérmicos secos*: ó campos de vapor dominante, con producción de vapor saturado seco, o ligeramente sobrecalentado a presiones superiores a la atmosférica.

Existe otro fenómeno que ha ganado prominencia en años recientes, que es el acuífero de bajo grado, estos pueden encontrarse a veces en áreas no termales y son capaces de producir agua caliente útil de bajo grado hasta 70°C y se utiliza para la calefacción de edificios e invernaderos.

V. 2.GEOGRAFIA.

Un campo hipertérmico requiere de cinco elementos básicos:

- a) *Una fuente de calor.*
- b) *Una capa de lecho rocoso.*
- c) *Un acuífero o zona permeable de roca fracturada y fisurada capaz de contener una gran cantidad de agua, vapor o ambos.*
- d) *Una fuente para restablecer el agua que se pierda con el fluido, ya sea que la perdida sea natural o artificial.*
- e) *Una capa sello para evitar la perdida global de calor y vapor del campo hacia la atmósfera.*

Al buscar la explicación del primer requisito, una fuente de calor, seguramente no deja de tener significado el hecho de que los campos hipertérmicos ocurran solamente dentro del cinturón sísmico. Los campos hipertérmicos deben ocurrir solo en aquellos lugares en los que haya debilidad cortical, en los que las placas adyacentes están en movimiento relativo y en los que hay probabilidad de intrusión de magma en la corteza, por lo tanto se cree generalmente que la fuente principal de calor que hay bajo el campo hipertérmico es una intrusión magmática.

El segundo requisito de un campo hipertérmico es una capa de lecho rocoso, forma parte de las rocas corticales principalmente basálticas. Como el lecho rocoso se encuentra generalmente a gran profundidad, probablemente de 2 a 5 Km en su frontera superior, la presión litostática prevaleciente habrá de ser por lo general tan alta como para volverlo mas o menos impermeable por la eliminación por compresión de cualesquiera fisuras existentes, especialmente las horizontales.

El tercer requisito de un campo hipertérmico es el acuífero, o zona de roca permeable. La palabra acuífero significa por supuesto portador de agua, pero este termino se emplea también para describir zonas permeables portadoras de vapor que ocurren a veces en los campos hipertérmicos. La permeabilidad del acuífero se explica probablemente por la incidencia de esfuerzos mecánicos y térmicos frecuentes e intensos que han sido inducidos en tiempos de actividad volcánica, y que han dado como resultado la formación de grietas y fisuras en roca de resistencia mecánica relativamente baja.

El cuarto requisito es la recarga del fluido dentro de un campo hipertérmico, para ello es necesario mencionar que hay tres tipos de agua:

- a) *Aguas meteóricas:* que es una expresión meramente intelectual para el agua de lluvia o las aguas liberadas por el derretimiento de nieves y hielo en la superficie de la tierra.
- b) *Aguas magmáticas:* que tienen su origen en los vapores liberados por el agua de cristalización al solidificarse completamente el material magmático en su proceso de enfriamiento.
- c) *Aguas connatas:* que como lo indica el adjetivo, son las aguas que nacen con algunas formaciones de rocas: por ejemplo el agua de mar atrapada en las formaciones de rocas marinas, o el agua de cristalización liberada de ciertas rocas cuando se ha alterado su estabilidad por cambios químicos o físicos.

El agua contenida dentro de un campo hipertérmico, y el vapor que va asociado con ella, puede ser cualquiera de estos tipos. Primero, el acuífero permeable puede aflorar a cierta distancia del campo, en cuyo caso habrá aguas meteóricas que fluyan continuamente hacia el acuífero para reponer cualquier perdida natural que ocurra en los puntos de actividad superficial (por ejemplo: manantiales calientes, géiseres, etc.) junto con otras perdidas artificiales de fluido que se originen por la extracción que se hace

de los pozos al explotar el campo: las aguas meteóricas pueden a veces penetrar y bajar a través de fallas existentes en el sitio de un campo, cuando no hay fluidos calientes en ascenso. Es posible que las aguas magmáticas se evaporen bajo presión muy grande y a muy alta temperatura pueden elevarse a través del lecho rocoso procedentes de la intrusión magmática subyacente y entren por las fisuras y huecos del acuífero.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Naturaleza y frecuencia de los campos geotérmicos

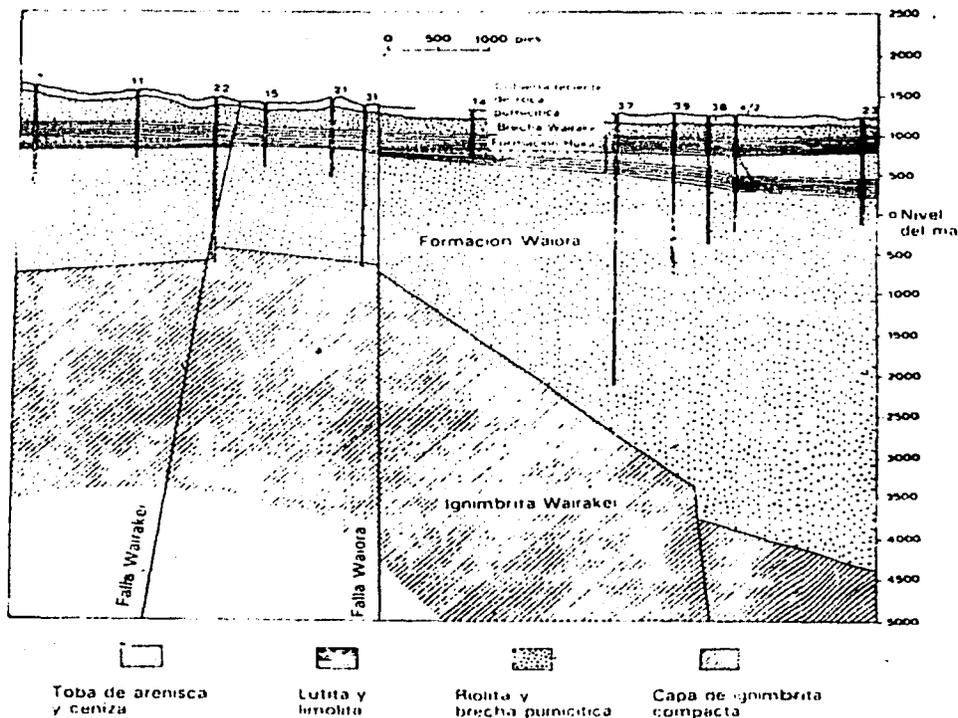


Figura Corte geológico del campo termal de Wairakei. Nueva Zelanda.

Nota: Se ilustran algunos de los pozos perforados a diversas profundidades, que están situados aproximadamente a lo largo del plano de la sección vertical (con sus números locales de identificación). (Reproducida de la figura 1 de la referencia [40].)

El último requisito de un campo hipertérmico, una capa sello impermeable para formar la "tapa de la vasija" que impida el escape global del calor y vapor hacia la atmósfera.

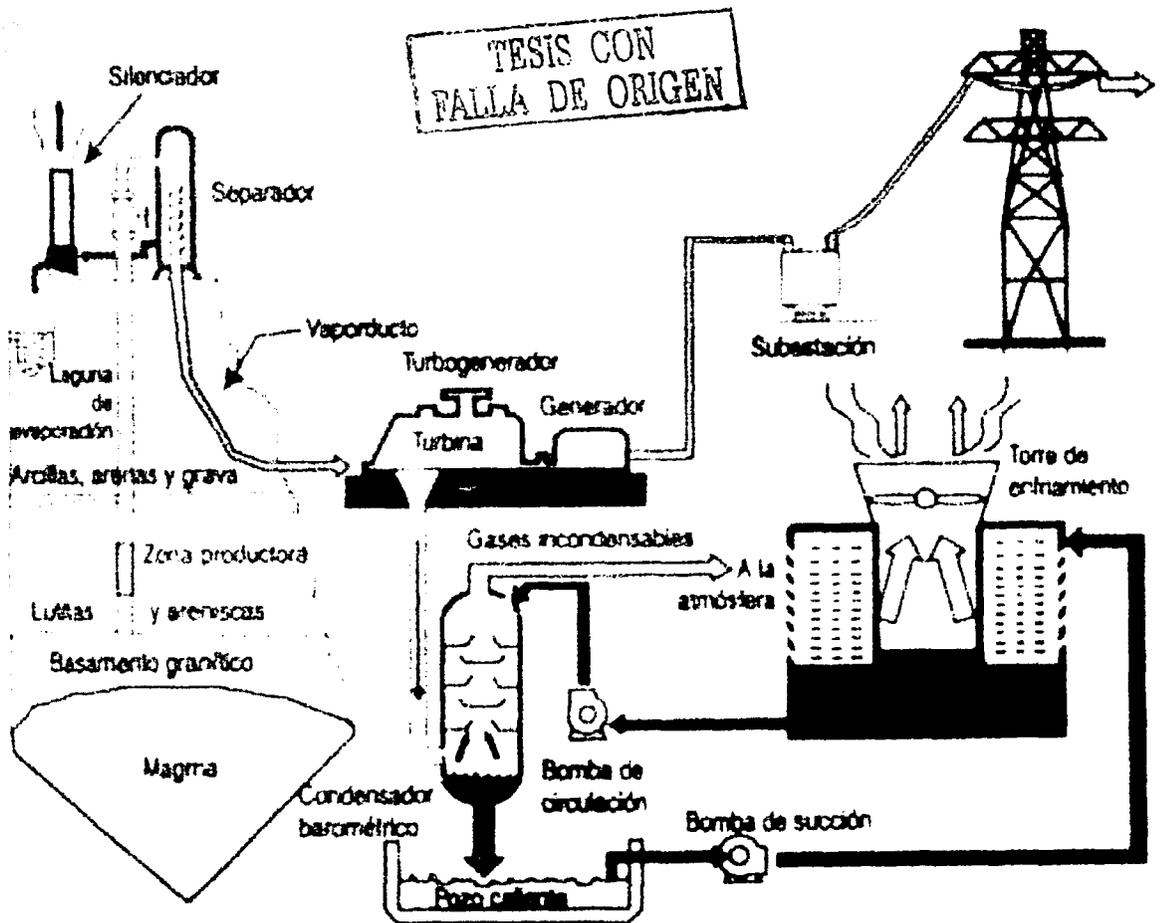
Un campo semitérmico es mucho más común que los hipertérmicos, pero como están menos propensos a anunciar su presencia mediante el despliegue de manifestaciones superficiales. Un campo semitérmico a veces adopta en buena parte la misma forma que un campo hipertérmico, pero con el flujo de calor que viene desde la profundidad, no de intensidad importante para provocar las temperaturas relativamente altas asociadas con los campos hipertérmicos.

De todas las posibles fuentes de energía geotérmica explotable, los campos hidrotermales son los que ofrecen mejor rentabilidad. Tales campos se localizan invariablemente en zonas orogénicas jóvenes, particularmente donde ha habido vulcanismo reciente.

En las áreas de vulcanismo "reciente" conocido o sospechado, dentro del cinturón sísmico, donde debe concentrarse por tanto la exploración en busca de campos hipertérmicos, aunque la experiencia tenida en Krafla sugiere que deben evitarse lugares situados dentro de un área de actividad volcánica actual.

Los campos semitermales, no estando restringidos al cinturón sísmico, pueden buscarse mejor en áreas con gradientes de temperatura anormalmente elevados. Las áreas aptas para la investigación son aquellas en las que haya estratos acuíferos como areniscas y cenizas hundidos como para formar cuencas profundas, donde haya gradientes térmicos mayores de los normales y donde haya evidencia de fallamiento que pudiera haber permitido que se elevaran aguas calientes con mayor proximidad a la superficie para reducir con ello los costos de la perforación.

V. 3. DESCRIPCION DE UNA CENTRAL GEOTERMoeLECTRICA.



a) Equipo superficial:

Un campo hipertérmico húmedo, excepto cuando se trate de transportar fluido presurizado o bifásico, es necesario instalar accesorios superficiales en cada cabezal de pozo, para controlar los fluidos que salen del pozo, separar el agua y las arenillas del vapor, disponer de los fluidos cuando el pozo los descarga a la atmósfera y disipar su energía y para proteger el equipo y las tuberías contra presiones altas. Las diversas partes están conectadas entre sí por medio de tuberías con accesorios convencionales para dilatación térmica, es decir, omegas o juntas de expansión. Tratándose de transporte presurizado o bifásico el equipo superficial puede simplificarse en forma importante, ya que no requieren separador, válvula de esfera ni tanque de recolección de agua en el pozo, aunque el fluido debe llegar a un sitio donde si es necesario separar el vapor del agua antes de entrar a la turbina.

b) Válvulas del cabezal del pozo:

Las válvulas de cabezal se instalan ya sea dentro o un poco arriba del contrapozo de concreto. La válvula de servicio se emplea para regular el flujo y la presión de los fluidos que salen durante las pruebas, mientras que la válvula de cierre total permite aislar el pozo para fines de mantenimiento. Una válvula de purga permite la extracción de los gases no condensables en un pozo que no este fluyendo, y una válvula de desvío permite descargar la producción del pozo al conducto de desechos. Cuando un pozo esta en servicio, las válvulas de control y de cierre total deben de estar abiertas totalmente para reducir el desgaste y eliminar el proceso poco conveniente de estrangulamiento; se controla entonces la presión y el gasto por medio de una placa que se instala después de la válvula de control.

c) Separadores:

El separador rústico más antiguo que se probó en un campo húmedo fue un tramo simple de tubería doblada en U de 180° con un ramal de vapor que salía de la pared interior del ramal de descarga descendente. La mezcla agua / vapor, al pasar siguiendo la tubería en U, estaba sujeta a fuerzas centrífugas muy intensas que lanzaban el agua contra la pared exterior, de manera que solo se podía retirar el vapor seco procedente de la pared interior, podría pensarse que toda el agua se pegaría a la pared exterior y que solo se extraería vapor seco de la pared interior, pero debido a la turbulencia, el dispositivo eliminaría solamente del 80% al 90% del agua. Se han ideado diversos separadores mas elaborados, pero uno de los más baratos y más eficaces es el de tipo Webre, capaz de alcanzar una eficiencia del 99.9% o más mientras no se le sobrecargue. La admisión tangencial proporciona un mejor rendimiento con respecto a un separador tipo "U".

Es interesante saber que en Cerro Prieto, México, no sucedió así. Al principio se tuvieron dificultades allí, debido a los depósitos de sílice que se formaban sobre los alabes de las turbinas, los cuales tenían que ser retirados periódicamente para limpiarlos con chorros de arena. La acumulación de estos depósitos fue reduciendo la producción efectiva de potencia en 5% o 6%. Pero en Cerro Prieto los pozos están relativamente próximos a la casa de maquinas, por lo cual dicho efecto no era muy grave.

Otro separador bastante conocido, que evita el desequilibrio de fuerzas que existe en el diseño de Webre, es el separador Peerless de agua / vapor, en el cual se eleva la mezcla vertical y axialmente, incidiendo sobre una placa en forma de domo que desvía hacia abajo la mayor parte del agua.

d) Descarga de agua caliente:

En ocasiones se desecha el agua caliente que produce un campo húmedo (lo cual es lamentable) por considerar que la extracción de su energía inherente no es redituable. Aunque la relación agua / vapor es relativamente uniforme a presión constante, esta sujeta a fluctuaciones de corta duración (cabeceo) y hasta variaciones graduales de larga duración. La capacidad del tanque de recolección de agua puede absorber las variaciones moderadas de corta duración, pero es necesario contar con un medio barato para eliminar el agua caliente que se acumula en este tanque a la misma rapidez media a que se recolecta, si el agua

debe desecharse. El empleo de válvulas de descarga controladas por flotador será costoso y podría dar lugar a dificultades mecánicas. Se ha resuelto el problema en varios campos húmedos, descargando simplemente el agua caliente por orificios de boquilla acampanada de diámetro adecuado. Tales orificios, cuando pasa el agua hirviendo, poseen la propiedad conveniente de permitir que se descargue una amplia gama de flujos de agua sin inundación corriente arriba del vapor por una parte y sin pérdida de sellamiento por la otra.

e) Silenciadores:

Cuando se desvía la producción de un pozo a las tuberías de desecho, el ruido puede ser estridente y llegar hasta causar sordera al personal expuesto al mismo durante un tiempo prolongado, sin protección adecuada. Cuando se desecha la producción total de un pozo, el volumen de los fluidos descargados puede ser enorme. Por lo tanto existe la necesidad de silenciadores en todo momento, ya sea que los pozos estén en servicio o se este desviando parte de la producción.

En un modelo simple de silenciador, diseñado hace algunos años. El fluido incide sobre una placa divisoria doblada en V, hecha de acero de alta resistencia, instalada en la unión tangencial de torres cilíndricas gemelas. El agua forma remolinos que giran alrededor de los cilindros, perdiendo su energía cinética por fricción, y se le hace salir pasando sobre un vertedor de medición hacia un canal de desecho. El vapor escapa a la atmósfera por la parte superior de los cilindros. Este tipo de silenciador baja el tono del ruido desde un nivel estridente de alta frecuencia hasta un ronquido tolerante de baja frecuencia. Las torres cilíndricas del silenciador se hicieron originalmente de concreto armado, pero algunas fallaron por los efectos combinados de alta temperatura, erosión y vibración mecánica. Un material mucho más durable para este servicio, es la madera tratada. Se ha observado que el pino *Radiata* tratado con 5% de pentaclorofenol (por peso) en aceite industrial Shell No. 4, es muy satisfactorio. En Islandia se ha utilizado un silenciador relleno con roca en un contenedor de acero.

f) Dispositivos de seguridad:

La presión de trabajo de un sistema de recolección de vapor generalmente es equivalente a una fracción de la presión estática del pozo, y aunque los pozos y las válvulas de los cabezales se diseñen para soportar dicha presión, todo el equipo que esta después debe diseñarse para soportar una presión más baja que la del pozo y sus válvulas. Debe instalarse por tanto una válvula de seguridad en cada arreglo a boca de pozo como requisito obligatorio. Pero como el accionamiento de una válvula de seguridad es algo que debe evitarse, excepto como ultimo recurso, se instala también a menudo en cada plataforma un dispositivo de seguridad más barato, en la forma de un disco de ruptura. Una desventaja mas de la válvula de seguridad, es que no se puede conocer con toda precisión su capacidad cuando pasa una mezcla de vapor / agua. Los discos de ruptura, en cambio, son baratos, sencillos y no requieren de mantenimiento alguno. A veces se instala en los pozos un dispositivo adicional de seguridad, que es un flotador esférico de acero que al levantarse detiene totalmente el suministro de vapor al sistema de recolección en el caso de que se inunde un separador o de que este deje de funcionar correctamente.

g) Ramales de vaporductos:

Desde cada pozo hay un ramal de vaporducto, dimensionado de acuerdo con la producción del pozo y con margen por la caída de presión que tiene lugar en su longitud, que conduce el vapor casi seco desde la plataforma hasta el punto más cercano y conveniente de las tuberías principales de vapor que conducen este desde el campo hasta la casa de maquinas o alguna otra planta que lo utilice. Estos ramales deben ir anclados en ciertos puntos por medio de soportes fijos ubicados en el terreno, y deben dejarse las instalaciones previendo dilatación y contracción térmicas entre los puntos de anclaje, llevando las tuberías

en zig-zag o en culebreo generalmente en un plano horizontal y, en ocasiones, por medio de omegas verticales, cuando debe dejarse acceso de un lado del ramal al otro.

h) Troncales de vaporductos:

Por lo general la capacidad de transporte de las tuberías principales o troncales de vaporductos aumentará a medida que avanzan desde las partes más remotas del campo de pozos hacia la planta de explotación, en vista de que van recolectando vapor adicional en el proceso. Las uniones con los ramales de tuberías de los pozos deben hacerse también en estos puntos, en los que es nulo el movimiento de las mismas; y por supuesto debe haber anclaje también en donde quiera que cambie de dirección una tubería, para absorber las componentes laterales grandes de las fuerzas de dilatación. La compensación por dilatación o contracción térmicas puede obtenerse en varias formas:

1. *Quiebres en zig-zag o de lira:* Estos métodos son adecuados para tuberías de diámetro moderado. Al igual que para los ramales de tubería, es necesario que haya un anclaje adecuado, y soportes apropiados de deslizamiento o de suspensión entre los puntos de anclaje.
2. *Juntas de expansión axiales:* Estas, transmiten grandes fuerzas de compresión o de tensión en las anclas, las cuales, en consecuencia, deben ser suficientemente fuertes para resistirlas. Las anclas proporcionan un medio de compensación mas bien costoso y se emplean, por lo tanto, solamente cuando las restricciones del espacio impiden el uso de alguna forma de omegas, por ejemplo dentro de la casa de maquinas, o en una tubería que transporte agua caliente en la que no puedan instalarse omegas verticales. Las camisas metálicas internas reducen en forma importante el rozamiento del vapor en las juntas de expansión corrugadas o del tipo de fuelle.
3. *Juntas de expansión restringidas:* Estas son capaces de soportar flexión angular sin que haya cadencia axial neta. Transmiten solo empujes axiales mínimos cuando se emplean en omegas de arco de tres pemos de articulación.
4. *Juntas de expansión articuladas:* Estas son tramos de tubería relativamente largos, provistos de corrugaciones flexibles y con bridas en sus extremos. Las bridas están interconectadas por medio de un par de varillas largas embisagradas que permiten que se flexionen en conjunto hacia los lados manteniéndose las bridas paralelas entre sí.
5. *Juntas deslizantes:* Aun cuando son extremadamente simples en cuanto a concepción, estas juntas no cumplen a menudo todos los requisitos, ya que necesitan de un cuidadoso mantenimiento y son vulnerables a los depósitos químicos. Constan simplemente de un tubo que se desliza concéntricamente dentro de otro y que va provisto de una caja prensaestopas y un estopero. Como ya se menciono, el acero dulce, que afortunadamente es un material barato es adecuado para las tuberías y los recipientes sujetos a presión cargados con fluido geotérmico. Y esto es así debido a la inmunidad prácticamente total de este metal al ataque de H_2S en ausencia de oxígeno, el cual nunca esta presente en los fluidos de pozos, excepto en combinación de otros elementos. La inmunidad se deriva a una película auto protectora de sulfuro de hierro que rápidamente recubre las paredes interiores. En la actualidad los tubos de este tipo son usados en forma universal para las troncales de vaporductos en todas las instalaciones geotérmicas del mundo.

i) Conducción de agua caliente.

El problema fundamental de la conducción de agua muy caliente consiste en evitar que el agua cambie de fase durante la conducción, ya que la formación de bolsas de vapor y su subsecuente colapso podría dar origen a esfuerzos muy grandes e impredecibles que pudieran producir la ruptura de una tubería. La única manera de impedir este fenómeno es asegurándose de que todos los puntos la presión hidráulica sea mayor a la presión de saturación. Se logro asegurar un margen de seguridad entre las presiones hidráulica y de vapor mediante una combinación de bombeo, enfriamiento (inyectando agua a menor temperatura

procedente de pozos de menor grado) y de velocidades cuidadosamente controladas de operación de válvulas.

La dilatación térmica de las tuberías principalmente de agua caliente se absorbe por medio de juntas de expansión axiales de camisa deslizante interna para reducir la fricción de la tubería a un mínimo y evitar la pérdida inevitable de carga hidráulica que resultaría de la adopción de omegas verticales de expansión.

j) Aislamiento térmico:

Al pasar desde los cabezales hasta la planta de explotación, tanto el vapor como el agua caliente pierden cierta cantidad de calor. Todos los recipientes y las tuberías que no sean las de desecho y los silenciadores deben, por lo tanto, recubrirse con cualquier material que sea aislante térmico (por ejemplo: fibra de vidrio o fibra mineral) de los que se utilizan comúnmente en las plantas termoeléctricas. Se pueden usar otros materiales como la vermiculita, la cual puede ser un producto local y ser barata y eficaz. El costo del recubrimiento puede ser muy elevado, y es necesario llegar a un equilibrio económico entre su costo y el valor del calor que se ahorra. Sin embargo es necesario considerar que en la mayoría de los casos, las tuberías que conducen fluidos geotérmicos se encuentran a temperaturas de 150° C o más, por lo que al aislamiento, además de evitar pérdidas de calor, se hace necesario para protección personal.

k) Conducción del agua presurizada:

Siempre se ha considerado como un hecho que se podría simplificar y abaratar enormemente la conducción de fluido si fuera posible si se pudieran instalar bombas sumergibles a una profundidad adecuada en los pozos húmedos, capaces de elevar a la superficie y conducir desde el cabezal hasta la planta de explotación agua presurizada muy caliente extraída de puntos profundos en un campo de agua dominante. Las ventajas de hacer esto serían las siguientes:

- 1) Se puede conducir el agua caliente a bajo costo a distancias más grandes que el vapor.
- 2) No se necesitaría ningún equipo superficial, sino una simple válvula de cierre total y, tal vez, un desvío de emergencia o para pruebas.
- 3) Al eliminar la ebullición, no se formaría vapor alguno, con su volumen específico inconvenientemente grande, sino hasta después de que el agua presurizada haya llegado a la planta de explotación.
- 4) Habría poca o ninguna precipitación química en tránsito si las pérdidas de calor se mantuvieran bajas por medio de un buen recubrimiento térmico. Por ejemplo, con sílice presente en la forma que permita la sobresaturación, el agua probablemente se desviaría de la planta y se desecaría, habiendo cedido su energía, antes de que ocurriera precipitación alguna. Para la explotación de salmueras geotérmicas esto podría ser de un valor inmenso.
- 5) Las tuberías de conducción serían mucho más pequeñas y baratas que para el vapor.
- 6) Las velocidades de conducción podrían mantenerse a niveles relativamente bajos sin exceso indebido en cuanto diámetros de tubería.
- 7) Las pérdidas de calor en la conducción serían mucho menores que para el vapor.
- 8) Al llegar a la planta de explotación, podría lograrse que el agua presurizada se evaporara instantáneamente en algún número conveniente de etapas y, entonces, podría tenerse el vapor disponible a presiones solo un poco superiores a las presiones de admisión convenientes para la planta, prácticamente sin problemas de conducción de vapor.
- 9) Una bomba sumergible es capaz de entregar un gasto mayor de fluido que el que puede producir un pozo sin ayuda alguna. Por lo tanto, para una cantidad requerida dada de calor por entregar, se necesitarían menos pozos.

Los tres tipos de bombas sumergibles susceptibles de instalarse en el interior del pozo tienen las características que siguen:

- *Bomba de flechas alineadas.* Esta es accionada por un motor eléctrico, una turbina o un motor de combustión instalado sobre el terreno. La energía se transmite a la bomba situada en el interior del pozo mediante varias flechas alineadas contenidas en tubos y soportadas por cojinetes, situados generalmente a intervalos de casi 5 pies en toda la longitud. Los cojinetes son de lubricación forzada que se aplica desde el nivel del terreno, (este tipo de bomba todavía no se utiliza en forma comercial).
- *Bomba sumergible de turbina.* Su principio consiste en prescindir de la unidad motriz instalada al nivel del terreno, por lo que no requiere ya de una línea larga de flechas alineadas. En vez de ello, una caldera sumergida en el pozo genera vapor, extrayendo una pequeña fracción del calor procedente del agua del pozo. El vapor mueve una turbina pequeña y compactada acoplada directamente al impulsor de la bomba, la cual está situada en la parte más baja del conjunto. Este tipo de bomba podría resultar confiable pero tal vez sería el más costoso de los tres tipos, si bien el rendimiento total referido a dinero podría todavía ser favorable.
- *Bomba sumergible eléctrica.* Este diseño tiene un motor eléctrico sumergido en el pozo y acoplado directamente a una bomba de varios pasos con admisión anular para el agua del pozo y una tubería vertical de descarga. El motor es de diseño muy elaborado, ya que su diámetro está restringido a un tamaño menor que el del pozo, con lo que el radio del par de torsión es muy pequeño: por consiguiente, es muy largo. La bomba eléctrica para inmersión en el pozo es relativamente barata; cuesta menos que la bomba de flechas alineadas, pero su vulnerabilidad radica en la dificultad de sellar el motor sumergido y en la capacidad del aislamiento para soportar las altas temperaturas.

V.-4. ESTUDIOS REALIZADOS PARA CARACTERIZAR UN SITIO.

Antes de emprender la realización de cualquier programa de exploración sistemática es importante reunir y evaluar todos los datos locales disponibles físicos y químicos. Aun en las partes más remotas del mundo habrá por lo general algunos datos de campo relevantes de los que se pueda disponer y así determinar sus características, como son: el tipo de fluido, su temperatura, composición química y su capacidad para producir energía. Estas características se pueden determinar de dos formas: por exploración superficial y con perforaciones exploratorias. Puesto que es mucho más barato hacer exploración superficial que perforar pozos, se acostumbra realizar un extenso programa de exploración superficial antes de hacer perforaciones. Todos los datos registrados tales como los de topografía, meteorología, geología, hidrogeología, observaciones de manantiales calientes, géiseres y fumarolas, mediciones geoquímicas y geofísicas deben reunirse y revisarse cuidadosamente.

El papel del geólogo en la exploración geotérmica es particularmente difícil de describir, podría decirse que la tarea del geólogo especializado en geotermia consiste en deducir, con la mayor precisión posible y en la medida que las circunstancias lo permitan, un modelo tridimensional de la estructura geológica de una región supuestamente termal hasta una profundidad tan grande como pueda ser posible, y en deducir sitios promisorios de perforación a partir de lo anterior. Por medio de los levantamientos geológicos superficiales; por el estudio de la inclinación de los afloramientos; por los resultados de los sondeos en los que se hayan obtenido núcleos por parte de investigadores anteriores o por sus propias perforaciones exploratorias que él pueda considerar justificadas; por la observación de fallas y de manifestaciones termales superficiales; por su deducción de la presencia de formaciones de capa sello. El geólogo puede a veces además deducir una evidencia aproximada de las temperaturas subterráneas, detectando simplemente la presencia de depósitos de manantiales calientes que revelan las temperaturas de las aguas que llegan a la superficie.

Así el carbonato de calcio en forma de travertino sugiere una temperatura de acuífero de no más de 120 a 140°C, mientras la sílice opalina implica una temperatura probable abajo del terreno de por lo menos 180°C.

La tarea del geohidrólogo es colaborar estrechamente con el geólogo y deducir las probables trayectorias a lo largo de las cuales fluye el agua bajo la tierra, a través de y entre los distintos estratos y límites geológicos del modelo del geólogo, y en general ayudar a este a construir dicho modelo. Deben estudiar los gradientes, porosidades y permeabilidades de las formaciones geológicas constitutivas; y tendrá que confiar en buen grado en las opiniones de sus colegas de exploración para confirmar o poner en jaque a las teorías. En colaboración con un geoquímico, debe intentar establecer la diferencia entre las aguas magmáticas y meteóricas; y puede necesitar la utilización de isótopos para poner a prueba sus teorías de trayectorias subterráneas del flujo.

La ciencia geofísica se ocupa básicamente de buscar e interpretar anomalías de todas clases. Por ejemplo en una pradera plana muy grande o en una formación homogénea sería de esperarse que la intensidad de la gravedad, el régimen del flujo de calor desde debajo de la tierra, la resistividad eléctrica del suelo de la superficie y de los subsuelos, las cualidades magnéticas de las rocas subterráneas y otras diversas propiedades físicas serán idénticas en todos los puntos de la pradera, excepto tal vez cerca de los bordes. La tarea del geofísico en la exploración geotérmica es medir con la mayor precisión posible varias propiedades físicas en muchos lugares, para detectar anomalías, para trazarlas cuando sea posible en forma de isotermas, isogalas, líneas de isoresistividad u otras curvas de nivel equipotenciales para que puedan reconocerse claramente las anomalías; y luego para interpretarlas como evidencia plausible de formaciones subterráneas. Es solo de esperarse que un campo geotérmico, que en forma general puede describirse como un gran volumen de vapor, agua caliente o ambos retenidos en rocas permeables tenga probabilidades de dar origen a diversas anomalías por comparación con las normas circundantes.

Además de los estudios termométricos, pueden efectuarse también mediciones de resistividad eléctrica rápidamente y a un costo relativamente bajo, y estas pueden dar información valiosa. Entre otras técnicas del arsenal del geofísico, pueden mencionarse las siguientes:

- *Medidas de emisividad en el infrarrojo a partir de imágenes aéreas o de satélite:* Con este método se van a detectar zonas en las que el flujo de calor en la superficie es anómalamente alto. Al analizar las imágenes, se pueden obtener resultados cualitativos; sin embargo, para determinar valores de la descarga superficial de la energía es necesario calibrar en el campo la relación entre emisividad y temperatura para los diferentes tipos de suelo.
- *Termografía (mediciones de temperatura en pozos poco profundos: de 1 a 100 m):* Este método es útil para complementar el mapeo hecho por imágenes en el infrarrojo, con lo cual se obtiene un mapa con las anomalías de temperatura superficial y a varias profundidades (someras). Los resultados de estos estudios son básicos para establecer los patrones de descarga superficial del sistema hidrotermal y elaborar así un primer esquema de las zonas más permeables y por lo tanto más interesantes para la producción.
- *Método de perfiles eléctricos:* Este método se basa en hacer circular una corriente eléctrica en el terreno que se va a estudiar. Esta corriente se inyecta por medio de dos electrodos y el potencial causado por ella se mide usando otros dos electrodos a una cierta distancia de los primeros. Con estos dos parámetros se puede calcular la resistividad de las rocas a una profundidad que depende de la separación entre los electrodos de corriente y los de medición (fig. V.4.1). Esta es la herramienta más importante para la exploración geotérmica, ya que la resistividad de las rocas disminuye notablemente cuando estas se encuentran saturadas por fluidos altamente mineralizados y a temperaturas elevadas,

y también, cuando por la acción de estos fluidos los minerales que forman las rocas del yacimiento son alterados hidrotermalmente, transformándose principalmente en arcillas, las cuales son minerales con una conductividad muy elevada.

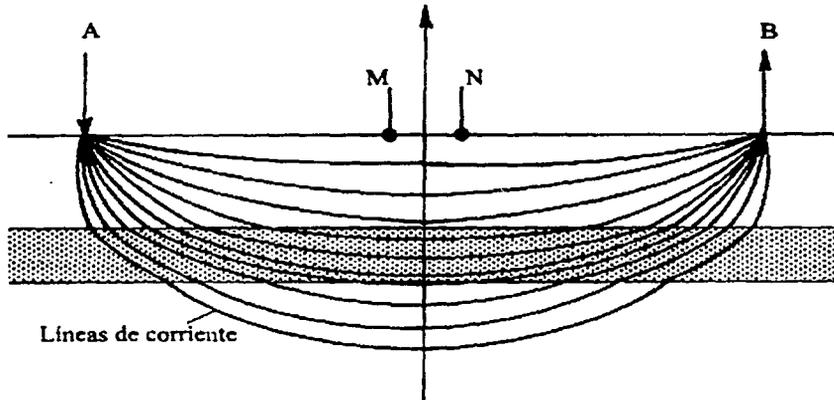


Figura V.4.1. Diagrama del método de Schlumberger para medir resistividad. A y B: electrodos de inyección de corriente. M y N: electrodos de medición de potencial eléctrico producido por la corriente inyectada.

- **Sondeos eléctricos verticales:** La determinación de la resistividad de las rocas se efectúa por el método anterior, pero en lugar de llevar a cabo una cobertura superficial del área, se obtiene en cada punto de observación la variación de la resistividad para diferentes profundidades cambiando la separación de los electrodos. Esto se puede hacer, ya que la profundidad de penetración de la corriente depende de que tan separados estén los electrodos: a mayor separación de estos, mayor es la profundidad que alcanza la corriente inyectada, excepto en algunos casos particulares en que la corriente se concentra en alguna capa altamente conductora y su penetración a mayores profundidades queda restringida por este efecto.

- **Métodos magnetotéluricos:** En este caso, en lugar de hacer circular una corriente, se utilizan las fuentes naturales de la Tierra: las llamadas corrientes telúricas. Estas corrientes son generadas por las variaciones en el campo magnético terrestre relacionadas con tormentas eléctricas o emisiones provocadas por la actividad solar. Debido a su origen, estas corrientes tienen un periodo de variación (no son constantes) y por esa razón se les asocia no sólo un campo eléctrico, sino también un campo magnético. La profundidad a la que pueden penetrar estas corrientes está relacionada con el periodo de su variación; entre mayor sea este, mayor será la profundidad que logren alcanzar. Esta propiedad hace que se seleccionen las frecuencias que se van a muestrear de acuerdo con las profundidades que interesan, en el caso de los campos geotérmicos estas son menores de 5 Km, lo que determina el uso de frecuencias entre 0.001 a 1 hertz (ciclos por segundo). El conocimiento de las variaciones de resistividad habilita al geofísico para establecer variaciones verticales en el grado de alteración de la roca, la litología, la porosidad de las rocas del reservorio y el grado de saturación, así como para inferir la profundidad a la que existen cambios de fase en los fluidos geotérmicos, ya que en contraste con los

bajos valores de resistividad provocados por el líquido caliente y mineralizado, las rocas saturadas con vapor presentan valores altos de resistividad.

- *Detección de ruido sísmico natural:* En un yacimiento que presenta un flujo bifásico (vapor y líquido), se observa un aumento de vibraciones debido a la separación del vapor y al movimiento de este; estas perturbaciones se les denomina ruido sísmico a la separación del vapor. Este método no es muy usado por la baja proporción entre beneficio y costo que presenta.

Una vez establecida durante la etapa de reconocimiento la existencia de un yacimiento geotérmico, los trabajos entran en la etapa de la exploración a detalle para determinar su potencial energético. Es posible emplear los métodos ya mencionados, concentrándose en las zonas más interesantes. En especial se utilizan los métodos eléctricos, aplicando diferentes arreglos geotérmicos de los electrodos para lograr mayor penetración o bien resaltar las anomalías producidas por cambios verticales y horizontales en las rocas. Además, se pueden ampliar los trabajos con los siguientes métodos:

- *Gravimetría y magnetometría:* La determinación de las anomalías en los campos gravitacional y magnético de la tierra, localizados dentro del prospecto geotérmico, nos permite identificar las principales estructuras geológicas de la zona por el contraste en sus propiedades (densidad y susceptibilidad magnética). Por ejemplo: fallas, intrusiones, deformaciones, etc. Además, en el caso de la Gravimetría también es posible determinar si existe una depositación de minerales hidrotermales o un contraste de densidad respecto a las rocas del yacimiento; y la magnetometría puede ayudar a localizar algunas zonas donde la roca original ha sido desmagnetizada por la acción de los fluidos termales.

- *Métodos sísmicos:* Los métodos sísmicos se caracterizan por su alto costo, tanto en los trabajos de campo como en la interpretación de los datos obtenidos. En algunos casos como la exploración petrolera estos métodos son casi indispensables para la localización de los mantos petrolíferos. Sin embargo, en su aplicación a la exploración geotérmica se tiene la desventaja del alto nivel de ruido sísmico existente, ya sea por los cambios de fase o por el movimiento subterráneo de los fluidos termales. En algunos países se ha estado experimentando con métodos de reflexión y refracción de ondas sísmicas generadas por explosiones, pero no se han obtenido resultados que impulsen el empleo de estos métodos. También se ha experimentado con métodos telesísmicos, que se limitan a detectar las ondas generadas por movimientos sísmicos muy alejados; se ha observado que al pasar por un yacimiento geotérmico, las ondas sísmicas sufren un retraso y una atenuación, de esta forma se puede determinar la localización de este. En el caso de la geotermia todos los métodos sísmicos tienen una razón entre beneficio y costo muy baja y en general se prefiere el uso de los otros métodos mencionados para la exploración de campo.

La geoquímica proporciona una de las herramientas más baratas de que dispone el explorador geotérmico. La primera tarea del geoquímico consiste en analizar los componentes químicos de las descargas termales naturales; en donde existan. La química de los fluidos termales emitidos por los manantiales calientes y fumarolas determina la interacción de los fluidos subterráneos y las rocas con las que se ponen en contacto. Si los fluidos son calientes, se lograra el equilibrio químico con bastante rapidez, y ciertas características químicas de los fluidos descargados en la superficie son indicativas de la temperatura a la que se haya logrado este equilibrio. Los tres indicadores principales de las temperaturas del depósito a profundidad, que han de buscarse en la química de los manantiales calientes, son la sílice, el magnesio y las relaciones sodio / potasio.

El objetivo final de todo trabajo exploratorio preliminar es seleccionar sitios promisorios para perforación exploratoria. Mientras no se ha emprendido tal perforación, toda la evidencia reunida por el equipo de científicos de la tierra debe considerarse mas o menos circunstancial. Antes de que se hayan perforado muchos pozos exploratorios, a menos que haya corrido con una mala suerte en particular, el gerente del proyecto debe haber tenido éxito en lograr un pozo productivo, y de allí en adelante se vuelve cada vez menos claramente definida la distinción entre perforación exploratoria y perforación para producción.

V.-5 COSTOS TECNICOS.

Hay por supuesto mas aspectos económicos que el simple costeo, si bien los costos deben ser siempre importantes. Factores tales como la autosuficiencia ambiental y la conservación de la energía pueden en la actualidad tomar a menudo mayor importancia que las consideraciones de costo. También es importante reconocer que los tiempos de energía muy barata han pasado a la historia.

En el caso de la energía eléctrica, la ventaja a favor de la energía geotérmica en los años sesenta, aunque todavía positiva, era menos impactante. Así sucedía por que las plantas generadoras convencionales operaban a una eficiencia térmica mucho mayor y lograban un costo de generación mucho menor por kilovatio que las plantas generadoras geotérmicas debido a las altas temperaturas y presiones y a las mayores capacidades que podían usarse. A pesar de todo era posible seguir afirmando que la energía geotérmica en esos días costaba solo de 50 – 60 % de lo que costaba la energía termoelectrica generada por medios convencionales al mismo factor de planta actual.

El hecho de que los precios de los combustibles se hayan elevado mas rápidamente que los costos de los materiales y la mano de obra ha hecho que sea todavía más atractiva la energía geotérmica con relación a la energía térmica convencional, a pesar de las más altas tasas de interés sobre la inversión.

Supóngase que en 1970 una planta generadora geotérmica podía generar electricidad a 55% del costo de la energía generada por una planta termoelectrica convencional de la misma capacidad y construida para el mismo servicio, y que la composición proporcional de los costos de producción era como sigue:

CONVENCIONAL		GEOTERMICA	
Combustible	61%	Mano de obra y materiales	20%
Operación, reparaciones Y mantenimiento	12%	Cargos por inversión	80%
Cargos por inversión	27%		
	100%		100%

Supóngase ahora que en el año 2000 los precios del combustible se elevaron 15 veces, que los costos de materiales y mano de obra se triplicaron, y que los cargos por inversión se elevaron de 10 % a 15%. Los costos relativos de producción obtenida de nuevas plantas serian ahora:

CONVENCIONAL**GEOTERMIA**

Combustible 61 x 15 = 915%

Mano de obra y materiales 20 x 3 = 60%

Operación, reparaciones

Cargos por inversión 80 x 15/10 x 3 =

Y mantenimiento 12 x 3 = 36%

360%

Cargos por inversión 27 x 15/10 x 3 = 121.50%

1,072.50%

420% de 55% =

231%

Costos de producción relativos:

geotérmica / convencional = 231/1072.50 =

21.50%

Esta comparación que no pretende ser precisa, ilustra claramente la posibilidad económica relativamente mejorada de la energía geotérmica que resulta del hecho de que los costos de los combustibles se hayan inflado mas rápidamente que los componentes del costo. Por lo que concierne al calor industrial, la posición mejorada de la energía geotérmica debe ser considerablemente mayor debido al mas alto contenido de combustible que el costo del calor convencional.

La creencia general es que la realimentación del calor magmático y/o radiactivo es pequeña en comparación con el régimen de extracción que se tiene en todos los campos explotados, por lo que el desarrollo comercial de un campo térmico puede ser comparado con la explotación de un manto finito de combustible fósil. Cuando se explota un campo geotérmico, se esta extrayendo el contenido de un almacén de capital de energía que se ha ido acumulando gradualmente durante miles de años. La energía, excepto por una pequeña fracción, no es estrictamente renovable a diferencia de la energía hidráulica, que se repone por estaciones o al menos periódicamente.

El método normal de explotación de un campo térmico para generación de energía consiste en entubar el vapor procedente de un numero de pozos hasta una estación generadora central, en la que se genera la energía por medio de turbinas de condensación.

VI. EVALUACION FINANCIERA DEL PROYECTO

VI.1.- INTRODUCCIÓN

Siempre que exista la necesidad humana de un bien o servicio habrá la necesidad de invertir.

Un proyecto de inversión se puede definir como un plan que, si se le asigna determinado monto de capital se le proporcionan insumos de varios tipos, podrá producir un bien o un servicio, útil a un ser humano o a la sociedad en general.

A la actividad encaminada a tomar una decisión de inversión sobre un proyecto se le llama evaluación del proyecto, y dicha toma de decisión recae en grupos multidisciplinarios, y con el respaldo de la mayor cantidad de información posible.

La realidad económica, política, social y cultural de la entidad donde se piense invertir, ligada al contexto nacional e internacional, marcará los criterios que se seguirán para realizar la evaluación adecuada, independientemente de la metodología empleada.

Aunque cada estudio de inversión es único y distinto a todos los demás, la metodología es aplicable a cualquier proyecto. Las áreas generales en las que se puede aplicar la metodología de la evaluación de proyectos son:

- Instalación de una nueva planta.
- Elaboración de un nuevo producto de una planta ya existente.
- Ampliación de la capacidad instalada.
- Sustitución de maquinaria por obsolescencia.

Se distinguen tres niveles de profundidad en un estudio de evaluación de proyectos:

Al más simple se le llama "gran visión", el cual se elabora a partir de la información existente, el juicio común y la opinión que da la experiencia. En términos monetarios sólo presenta cálculos globales de las inversiones, los costos y los ingresos.

El siguiente nivel se denomina "estudio de prefactibilidad" o "anteproyecto". Este estudio profundiza en la investigación en fuentes secundarias y primarias en investigación de mercado, detalla la tecnología que se empleará, determina los costos totales y la rentabilidad económica del proyecto, y es la base en que se apoyan los inversionistas para tomar decisión.

El nivel final es conocido como "proyecto definitivo". Contiene básicamente toda la información del anteproyecto, pero aquí son tratados los puntos finos. Aquí no sólo deben de presentarse los canales de comercialización más adecuados para el producto, sino que deberá presentarse una lista de contratos de venta ya establecidos; se deben actualizar y preparar por escrito las cotizaciones de la inversión, así como presentar los planos de ingeniería y construcción.

VI. 2.- PARÁMETROS TÉCNICOS

Este análisis pretende verificar la posibilidad técnica de producción del producto que se pretende, y puede subdividirse para su estudio en cuatro partes, que son: determinación del tamaño óptimo de la planta, determinación de la localización óptima de la planta, ingeniería del proyecto y análisis administrativo.

1.- Determinación de un tamaño óptimo.

Este estudio es fundamental, y las técnicas existentes para su determinación son interactivas no existiendo un método preciso y directo para hacer el cálculo, sin embargo es importante aclarar que la producción es función del número de turnos trabajados para un cierto equipo instalado.

El tamaño de un proyecto es su capacidad instalada, y se expresa en unidades de producción por año. Se distinguen tres diferentes capacidades dentro de un equipo. La capacidad de diseño, la capacidad del sistema y, la producción real.

La determinación del tamaño de un proyecto esta ligado a factores que se describen a continuación:

La demanda.

El tamaño propuesto sólo puede aceptarse en caso de que la demanda sea claramente superior a dicho tamaño.

Los suministros e insumos.

El abasto suficiente en cantidad y calidad de materias primas es un aspecto vital en el desarrollo de un proyecto.

La tecnología y los equipos.

Para la combinación de determinados equipos y tecnología existe un mínimo de producción necesario para ser aplicable, debajo de ese límite no es rentable la inversión. Por otra parte dentro de ciertos límites de operación, a mayor producción se tiene menor costo de inversión por unidad de capacidad instalada, un mayor rendimiento por persona ocupada, una disminución del costo de producción y un incremento en la rentabilidad del proyecto.

El financiamiento.

Si los recursos financieros son insuficientes para atender las necesidades de inversión de la planta de tamaño mínimo, la realización del proyecto es imposible.

Si los recursos económicos propios y ajenos permiten escoger entre varios tamaños para los cuales existe una gran diferencia de costos y de rendimiento económico para producciones similares, la prudencia aconsejará escoger aquel tamaño que pueda financiarse con mayor comodidad y seguridad, los menores costos y un alto rendimiento de capital.

Si los equipos y la tecnología lo permiten, se puede considerar la implantación por etapas del proyecto como una alternativa viable.

La organización.

Una vez concluido el estudio que determine el tamaño más adecuado para el proyecto, es necesario asegurarse que se cuenta no sólo con el suficiente personal, sino también con el apropiado para cada una de las posiciones dentro de la empresa.

Método Lange para fijar la capacidad óptima de producción de una nueva planta.

De acuerdo con el modelo habrá que hacer el estudio de un número de combinaciones inversión – costos de producción, de tal modo que el costo total sea mínimo. Para ello como los costos se dan en el futuro y la inversión en el presente, es necesario incorporar el valor del dinero en el tiempo y actualizar todos los costos futuros para hacer la comparación. La expresión es la siguiente:

$$\text{Costo total} = I_0 (C) + \sum_{t=0}^{n-1} C/(1+i)^t = \text{mínimo}$$

Donde: C= costos de producción.

I_0 = inversión inicial.

i= tasa de actualización

T= períodos considerados en el análisis.

En estas condiciones, el costo total alcanzará su nivel mínimo, cuando el incremento de la inversión inicial sea igual a la suma actualizada de los costos de operación que esa mayor inversión permite ahorrar.

El método de Lange es muy intuitivo pero evita que se tengan que variar aproximaciones que son largas y tediosas, ya que por cada alternativa que se estudie hay que conocer la inversión y los costos de producción.

2. - Localización del proyecto.

La localización óptima de un proyecto es la que contribuye en mayor medida a que se logre la mayor tasa de rentabilidad sobre el capital (iniciativa privada), u obtener el costo unitario mínimo (criterio social).

Entre los factores que se pueden considerar para realizar la evaluación, se encuentran los siguientes:

Geográficos, relacionados con las condiciones naturales que rigen en las distintas zonas del país.

Institucionales, que son los relacionados con los planes y las estrategias de desarrollo de descentralización industrial.

Sociales, los relacionados con la adaptación del proyecto al ambiente y la comunidad. Se refiere al nivel general de los servicios sociales con que cuenta la comunidad, como escuelas, hospitales, centros recreativos, culturales, de capacitación de empleados y otros.

Económicos, que se refieren a los costos de los suministros e insumos en esa localidad como la mano de obra, las materias primas, el agua, la energía eléctrica, los combustibles, la infraestructura disponible, los terrenos y la cercanía de los mercados y las materias primas.

Todos los métodos de localización dejan de lado hechos importantes, pero no cuantificables, como preferencias o conveniencias personales de los inversionistas por instalarse en un sitio determinado, independientemente de los resultados del análisis, lo cual invalidaría cualquier técnica que se empleara.

En cualquier caso, es necesario tomar en cuenta también los factores cualitativos, tales como los apoyos fiscales, el clima, la actitud de la comunidad, los tratados internacionales, y otros.

3. - Ingeniería del proyecto.

El objetivo general del estudio de ingeniería del proyecto es resolver todo lo concerniente a la instalación y funcionamiento de la planta. Desde la descripción del proceso, adquisición del equipo y maquinaria, determinación de la distribución óptima de la planta, hasta definir la estructura de organización y jurídica que habrá de tener la planta.

Se puede decir, que técnicamente existen diversos procesos productivos opcionales, que son básicamente los muy automatizados y los manuales. La elección de alguno de ellos dependerá en gran parte de la disponibilidad de capital. En esta misma parte están englobados otros estudios, como son el análisis y la selección de los equipos necesarios, dada la tecnología seleccionada, la distribución física de tales equipos en la planta, así como la propuesta de distribución general, en la que se deben tener en consideración todas y cada una de las áreas que forman la empresa.

Proceso de producción.

El proceso de producción es el procedimiento técnico que se utiliza en el proyecto para obtener los bienes y servicios a partir de insumos, y se identifica como la transformación de una serie de insumos para convertirlos en productos mediante una determinada función de producción.

En esta parte del estudio, el investigador procederá a seleccionar una determinada tecnología de producción. Se entenderá por tal el conjunto de conocimientos técnicos, equipos y procesos que se emplean para desarrollar una determinada función de producción.

En el momento de elegir la tecnología que se empleará, hay que tomar en cuenta los resultados de la investigación de mercados, pues esto dictará las normas de calidad y la cantidad que se requiere, factores ambos que influyen en la selección de la tecnología.

Otro aspecto importante que se debe considerar es la flexibilidad de los proyectos y equipos para poder procesar varias clases de insumos, lo cual ayudará a evitar los tiempos muertos y a diversificar más fácilmente la producción en un momento dado.

Cuando llega el momento de decidir sobre la compra de equipo y maquinaria se deben de tomar en cuenta una serie de factores que afectan directamente la elección, como son:

- a) Proveedor. Para la presentación formal de las cotizaciones.
- b) Precio. Para el cálculo de la inversión inicial.
- c) Dimensiones. Para determinar las dimensiones de la planta.
- d) Capacidad. De esta depende el número de máquinas que se adquiera.
- e) Flexibilidad. Rango en el que se realiza las operaciones y los procesos.
- f) Mano de obra necesaria. Es útil calcular el costo de la mano de obra directa y el nivel de capacitación que se requiere.
- g) Costo de mantenimiento. Para calcular el costo anual de mantenimiento. Este dato lo proporciona el fabricante.
- h) Consumo de energía eléctrica, otro tipo de energía o ambas.
- i) Infraestructura necesaria. Se refiere a que algunos equipos requieren alguna infraestructura especial.
- j) Equipos auxiliares. Hay máquinas que requieren aire a presión, agua fría o caliente, esto aumenta la inversión y los requerimientos de espacio.
- k) Costos de los fletes y seguros. Debe verificarse si se incluyen en el precio original o si deben pagarse por separado y a cuanto asciende.
- l) Costo de instalación y puesta en marcha. Se verifica si se incluye en el precio original y a cuanto asciende.

- m) Existencia de refacciones en el país. Hay equipos, sobre todo los de tecnología avanzada, cuyas refacciones sólo pueden obtenerse importándolas. Si hay problemas para obtener divisas o para importar, el equipo puede permanecer parado y hay que prevenir esta situación.

4. - Análisis administrativos.

Algunos de los estudios que no se analizan a profundidad en los estudios de factibilidad, son el organizativo, el administrativo y el legal. Esto se debe a que son considerados aspectos que por su importancia merecen ser tratados con detalle en la etapa de proyecto definitivo, ya que para estos estudios debe hacerse una selección adecuada del personal, elaborar un manual de procedimientos y un código de funciones, así como extraer y analizar los principales artículos de las distintas leyes que sean de importancia para la empresa.

Organigrama general de la empresa. Una vez que el investigador haya hecho la elección más conveniente sobre la estructura de organización inicial, procederá a elaborar un organigrama de jerarquización vertical simple, para mostrar como quedarán, a su juicio, los puestos y jerarquías dentro de la empresa. Si la empresa es demasiado grande lo mejor es contratar servicios externos para hacer un estudio completo de este aspecto tan importante para cualquier unidad productiva.

La constitución, como una gran parte de los códigos y reglamentos locales, regionales y nacionales, repercuten de alguna manera sobre un proyecto, y por tanto, deben tomarse en cuenta, ya que toda actividad empresarial y lucrativa se encuentra incorporada a determinado marco jurídico.

Todo proyecto antes de ponerse en marcha debe acatar las disposiciones jurídicas vigentes, involucrando desde la constitución legal de la empresa, dictando la ley los tipos de sociedades permitidas, su funcionamiento, sus restricciones, dentro de las cuales las más importantes son la forma y monto de participación extranjera de la empresa. Por esto, la primera decisión jurídica que se adopta es el tipo de sociedad que va a operar la empresa y la forma de su administración. En segundo lugar, determinar la forma de participación extranjera en caso de que exista.

VI. 3. - PARÁMETROS ECONOMICOS.

Los parámetros económicos son parte del estudio económico, cuyo objetivo es ordenar y sistematizar la información de carácter monetario que proporcionan las etapas anteriores y elaborar los cuadros analíticos que sirven de base para la evaluación económica.

El análisis económico pretende determinar cual es el monto de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto, cuál será el costo total de operación de la planta (que abarque las funciones de producción, administración y ventas), así como otra serie de indicadores que servirán como base final y definitiva del proyecto, que es la evaluación económica.

Determinación de los costos.

Costo es un desembolso en efectivo o en especie hecho en el pasado, en el presente, o en el futuro, o en forma virtual.

Los costos de producción están formados por los siguientes elementos:

1. - Materias primas
2. - Mano de obra directa
3. - Mano de obra indirecta
4. - Materiales indirectos
5. - Costo de los insumos
6. - Costo de mantenimiento
7. - Cargos por depreciación y amortización.

En la figura VI.1 se muestra la estructuración general del análisis económico.

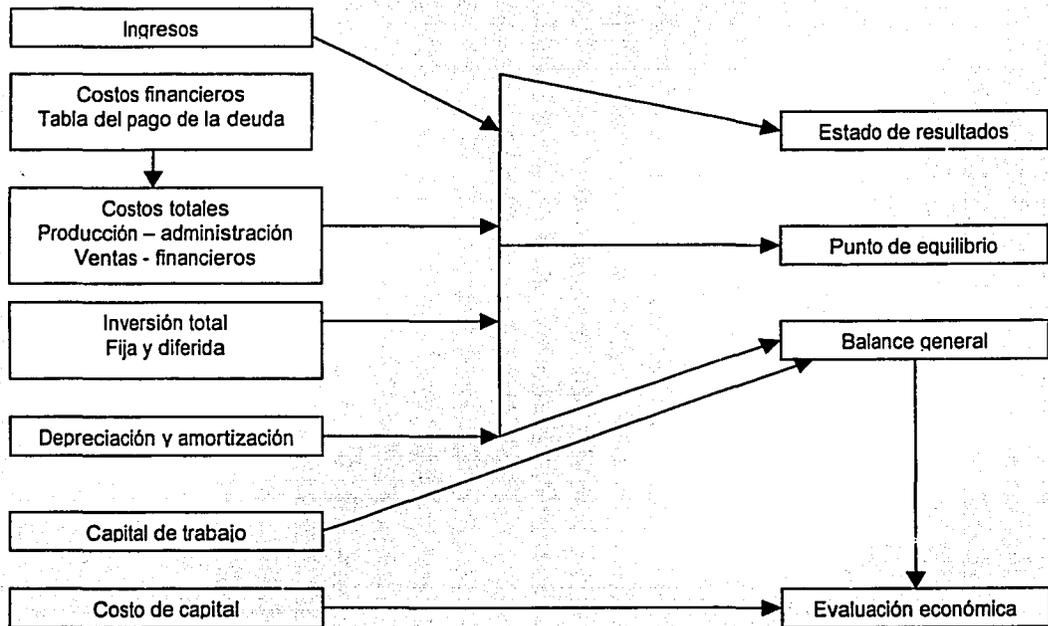


Figura VI.1

Costos de administración.

Son los costos provenientes de realizar la función administrativa dentro de la empresa.

Costos de venta.

Generalmente el departamento o gerencia de ventas es llamado de mercadotecnia, y puede abarcar entre muchas otras actividades, la investigación y desarrollo de nuevos mercados o de nuevos productos adaptados a los gustos y necesidades de los consumidores, el estudio de la estratificación del mercado, las cuotas y el porcentaje de participación de la competencia en el mercado, la adecuación de la publicidad que realiza la empresa, la tendencia de las ventas, etc.

Costos financieros.

Son los intereses que se deben pagar en relación con capitales obtenidos en préstamo. Algunas veces estos costos se incluyen en los generales y de administración, pero lo correcto es registrarlos por separado, ya que un capital prestado puede tener usos muy diversos y no hay por que cargarlo a un área específica. La ley tributaria permite cargar estos intereses como costos de deducibles de impuestos.

Inversión inicial: fija y diferida.

La inversión inicial comprende la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles necesarios para iniciar las operaciones de la empresa, con excepción del capital de trabajo.

Depreciaciones y amortizaciones.

El termino depreciación sólo se aplica al activo fijo, ya que con el uso estos bienes valen menos, en cambio la amortización sólo se aplica a los activos diferidos, ya que, por ejemplo, si se ha comprado una marca comercial, ésta, con el tiempo, no baja de precio, por lo que el termino amortización significa el cargo anual que se hace para recuperar esa inversión.

Capital de trabajo.

Desde el punto de vista contable este capital se define como la diferencia aritmética entre el activo circulante y el pasivo circulante. Desde el punto de vista práctico, esta representado por el capital adicional (distinto de la inversión en activo fijo y diferido) con que hay que contar para que empiece a funcionar una empresa; esto es, hay que financiar la primera producción antes de recibir ingresos; entonces, debe comprarse materia prima, pagar mano de obra directa que la transforme, otorgar crédito en las primeras ventas y contar con cierta cantidad en efectivo para sufragar los gastos diarios de la empresa. Todo esto constituiría el *activo circulante*. Pero así como hay que invertir en estos rubros, también se puede obtener crédito a corto plazo en conceptos como impuestos y algunos servicios y proveedores, y esto es el llamado *pasivo circulante*.

Punto de equilibrio.

El análisis del punto de equilibrio es una técnica útil para estudiar las relaciones entre los costos fijos, los costos variables y los beneficios. Si los costos de una empresa sólo fueran variables, no existiría problema para calcular el punto de equilibrio.

El punto de equilibrio es el nivel de producción en el que son exactamente iguales los beneficios por ventas a la suma de los costos fijos y variables.

Hay que mencionar que esta no es una técnica para evaluar la rentabilidad de una inversión, sino una referencia para calcular el punto mínimo de producción al que debe operarse para no incurrir en pérdidas, sin que esto signifique que aunque haya ganancias éstas sean suficientes para hacer rentable el proyecto.

Matemáticamente se puede expresar como:

Punto de equilibrio (volumen de ventas) = costos fijos totales

La finalidad del análisis de resultados o de pérdidas o ganancias es calcular la utilidad neta y los flujos netos de efectivo del proyecto, que son, en forma general, el beneficio real de la operación de la planta, y que se obtienen restando a los ingresos todos los costos en que incurra la planta y los impuestos que deba pagar.

Basados en la ley tributaria y a efecto de tener un estado de resultados adecuado, se tiene la presentación pro-forma, que es un cuadro de resultados que sintetiza la información previamente obtenida. Dicho cuadro se presenta en la tabla VI.1

Concepto	Observaciones
+ Ingresos	Precio de venta multiplicado por el número de unidades vendidas
- Costos de producción	
= Utilidad marginal	
- Costos de administración	
- Costos de ventas	
- Costos financieros	
= Utilidad bruta	
- I. S. R. (42%)	Impuesto sobre la renta
- R. U. T. (10%)	Reparto de utilidades a los trabajadores
= Utilidad neta	
+ Depreciación y amortización	
- Pago a principal	
= Flujo neto	

Tabla VI.1
Estado de resultados

Balance general.

Activo para una empresa, significa cualquier pertenencia material o inmaterial. Pasivo, significa cualquier tipo de obligación o deuda que se tenga con terceros. Capital, significa los activos, representados en dinero o en títulos que son propiedad de los accionistas o propietarios directos de la empresa.

La igualdad fundamental del balance:

$$\text{Activo} = \text{Pasivo} + \text{Capital}$$

Cuando una empresa tiene en operación determinado tiempo de funcionar, la diversificación de sus operaciones monetarias puede ser demasiado amplia. Puede tener inversiones en varias empresas por medio de la compra de acciones; pueden poseer bienes raíces, como terrenos o edificios; comprar ciertas marcas, patentes o crédito comercial, etcétera. Respecto al pasivo, puede tener cierto número de deudas a corto plazo, principalmente con proveedores, o a mediano y largo plazo, sobre todo con instituciones de crédito.

Cuando se realiza el análisis económico de un proyecto y se debe presentar el balance general, se recomienda, por lo anterior, sólo referirse al balance general inicial.

Por otra parte, los balances tiene como objetivo principal determinar anualmente, cuál se considera que es el valor real de la empresa en ese momento. Aquí surge el problema de la reevaluación de activos. Se ha generalizado en la práctica en muchos países de reevaluar los activos de acuerdo a la inflación del año anterior, lo cuál ayuda a tener un valor más real de la empresa año con año.

VI.4.- INTEGRACION DE FLUJOS

COSTO DE CAPITAL O TASA MINIMA ACEPTABLE DE RENDIMIENTO (TMAR).

Para formarse, toda empresa debe realizar una inversión inicial. El capital que forma esta inversión puede provenir de varias fuentes; solo de personas físicas (inversionistas), de estas con personas morales (otras empresas), de inversionistas e instituciones de crédito (bancos) o de una mezcla de inversionistas, personas morales o bancos. Como sea que haya sido la aportación de capitales, cada uno de ellos tendrá un costo asociado al capital de aporte, y la nueva empresa así formada tendrá un costo de capital propio.

El caso más simple, cuando el capital necesario para llevar a cabo un proyecto es aportado totalmente por una persona física. Antes de invertir una persona siempre tiene en mente una tasa mínima de ganancia sobre la inversión propuesta, llamada "tasa mínima aceptable de rendimiento", que se define como:

$$TMAR=i+f+i*f.$$

Donde: TMAR=tasa mínima aceptable de rendimiento.
i=premio al riesgo.
f=inflacion.

El índice de inflación cuando se evalúa un proyecto en un horizonte de tiempo de varios años, es el promedio del índice inflacionario pronosticado para el periodo, consultado de fuentes nacionales como el banco de México, o de fuentes internacionales como ciemex-wefa.

El premio al riesgo, considerado como la tasa de crecimiento real del dinero invertido, habiendo compensado los efectos inflacionarios, se considera entre 10 y 15 %. Aunque esto no es definitivo ya que su valor depende del riesgo que se tome, y depende de cada tipo de inversión. A mayor riesgo mayor es la tasa de rendimiento.

La TMAR de los inversionistas y otras empresas que aportaran capital son muy similares, ya que consideran la inversión desde un punto de vista privado, pero considerando que el premio al riesgo de las otras empresas es ligeramente mayor (del orden del 2%) que el premio exigido por los inversionistas.

La TMAR bancaria es simplemente el interés que la institución cobra por hacer un préstamo, considerando una tasa de interés preferencial.

Se sabe que el dinero disminuye su valor real con el paso del tiempo, a una tasa aproximadamente igual al nivel de inflación vigente. Esto implica que el método de análisis empleado deberá tomar en cuenta este cambio de valor real del dinero a través del tiempo.

$$F = P(1+i)^n$$

F = capital al final del periodo de estudio
P= capital al inicio del periodo de estudio.
I = tasa de interés del periodo.
N = periodos de capitalización.

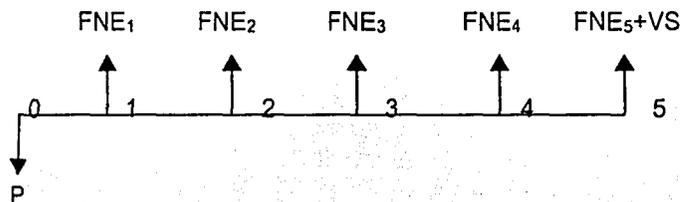
Por lo cual, si queremos conocer el valor del dinero en el tiempo cero, de la expresión anterior despejamos P, quedando:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n}$$

VALOR PRESENTE NETO (VPN).

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

Los flujos netos de efectivo (FNE) se pueden representar por medio de un diagrama de la siguiente manera: Tómese para el estudio un horizonte de tiempo de, por ejemplo 5 años. Trácese una línea horizontal y divídase esta en cinco partes iguales, que representen cada uno de los años. A la extrema izquierda colóquese el momento en el que se origina el proyecto tiempo cero. Representéntese los flujos positivos o ganancias anuales de la empresa con una flecha hacia arriba, y los desembolsos o flujos negativos con una flecha hacia abajo. En este caso, el único desembolso es la inversión inicial en el tiempo cero, aunque podría darse el caso de que en determinado año hubiera una pérdida en lugar de una ganancia, y entonces aparecería en el diagrama de flujo una flecha hacia abajo. Véase en la figura



Valor de salvamento (vs).

Cuando se hacen cálculos de pasar, en forma equivalente, el dinero del presente al futuro, se utiliza una *i* de interés o de crecimiento del dinero; pero cuando se quiere pasar una cantidad futura al presente, como en este caso, se usa una tasa de descuento, llamada así porque descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y a los flujos traídos al tiempo cero se les llama flujos descontados.

La definición ya tiene sentido. Sumar los flujos descontados en el presente y restar la inversión inicial equivale a comparar todas las ganancias esperadas contra todos los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente en este momento o tiempo cero. Es claro que para aceptar un proyecto las ganancias deberán ser mayores que los desembolsos, lo cual dará por resultado que el VPN sea mayor que cero.

Para calcular el VPN se utiliza el costo del capital o TMAR.

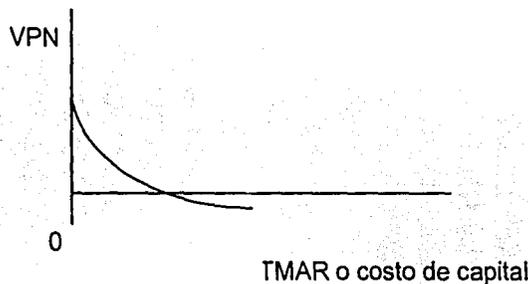
Si la tasa de descuento, TMAR aplicada en el cálculo del VPN fuera la tasa inflacionaria promedio pronosticado para los próximos cinco años, las ganancias de la empresa solo servirán para mantener el valor adquisitivo real que la empresa tenía en el año cero siempre y cuando se reinviertan todas las ganancias. Con un VPN igual a cero, habrá un aumento en el patrimonio de la empresa, si el TMAR aplicado para calcularlo fuera superior a la tasa inflacionaria promedio de ese periodo.

Si el resultado es $VPN > 0$, sin importar cuanto supere a cero ese valor, esto solo implica una ganancia extra después de ganar la TMAR aplicada a lo largo del periodo considerado. Eso explica la gran importancia que tiene seleccionar una TMAR adecuada.

El valor presente neto para un periodo de cinco años es:

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_4}{(1+i)^4} + \frac{FNE_5}{(1+i)^5} + VS$$

Como se observa en la formula, el valor del VPN, es inversamente proporcional al valor de i aplicada, de modo que como la i aplicada es la TMAR, si se pide un gran rendimiento a la inversión (es decir, si la tasa mínima aceptable es muy alta), el VPN puede, volverse fácilmente negativo, y en ese caso se rechazaría el proyecto. La relación entre VPN y la i puede representarse gráficamente como se muestra en la figura:



Como conclusiones generales acerca del uso del VPN como método de análisis se puede decir lo siguiente:

- Se interpreta fácilmente su resultado en términos monetarios.
- Supone una reinversión total de todas las ganancias anuales.
- Su valor depende exclusivamente de la i aplicada. Como esta i es la TMAR, su valor lo determina el evaluador.
- Los criterios de evaluación son: Si $VPN > 0$, acéptese la inversión; si $VPN < 0$, rechácese.

TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR).

Se puede definir como la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero, o a la tasa que iguala la inversión inicial a la suma de los flujos descontados.

Si el VPN igual a cero, solo estará ganando la tasa descuento aplicada, ósea la TMAR, y un proyecto deberá aceptarse con este criterio, ya que se está ganando lo mínimo fijado como rendimiento.

Se llama tasa interna de rendimiento porque se supone que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad. Es decir, se trata de la tasa de rendimiento generada en su totalidad en el interior de la empresa por medio de la reinversión.

Con el criterio de aceptación que emplea el método de la TIR; si esta es mayor que la TMAR, acéptese la inversión; es decir, si el rendimiento de la empresa es mayor que el mínimo fijado como aceptable, la inversión es económicamente rentable.

Independientemente el método utilizado, las condiciones para evaluar con inflación y sin inflación:

1. Para evaluar no se tome en cuenta el capital de trabajo.
2. Debe considerarse la evaluación de activos al hacer los cargos de depreciación y amortización.
3. En ambos métodos debe mantenerse constante el nivel de producción del primer año.
4. Si se esta considerando el método del FNE constantes, no se puede incluir el financiamiento, si hay financiamiento los FNE se alteran con el paso del tiempo.
5. El valor del salvamento (VS) también debe sufrir el efecto de la inflación.

CALCULO DE LA TIR CON FINANCIAMIENTO.

Los FNE cambian de una situación sin financiamiento a otra situación con financiamiento. Al hacer la determinación de la TIR habiendo pedido un préstamo, habrá que hacer ciertas consideraciones.

La primera de ellas, cuando se calcula la TIR y hay financiamiento, es que solo es posible utilizar el estado de resultados con flujos y costos inflados, ya que estos se encuentran definitivamente influidos por los intereses pagados (costos financieros), pues la tasa del préstamo depende casi directamente de la tasa inflacionaria vigente en el momento del préstamo, por lo que sería un error usar FNE constantes (inflación cero) y aplicar a estos pagos a principal y costos financieros, alterados con la inflación.

La segunda consideración es que para calcular la TIR, la inversión prevista ya no es toda la inversión fija, sino que será necesario restar a la inversión total la cantidad prestada.

VI.5.-PROCEDIMIENTO DE EVALUACION.

De acuerdo con el estudio del mercado eléctrico, se estima que se tendrá un crecimiento promedio anual en el sector de 5.1% durante el periodo 1996 – 2005, por lo cual en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) de la Comisión Federal de Electricidad, se prevé la instalación de 11,000 MW adicionales de generación eléctrica. El proyecto Cerro Prieto IV forma parte de un paquete de proyectos licitados en diciembre de 1996 que permitirán integrar al sistema eléctrico nacional alrededor de 1,400 MW para el año 2000.

CRITERIOS Y METODOLOGIA DE EVALUACION.

Los criterios de evaluación se incluyen en la sección 1.19 de las Bases de Licitación, los cuales se indican a la letra:

Párrafo IV:

Se entenderá que una propuesta es "Solvente" cuando habiendo sido declarada "Solvente Técnicamente" en la etapa de evaluación de Propuestas Técnicas, cumpla además con todos y cada uno de los requisitos establecidos en estas Bases de Licitación, incluyendo la viabilidad financiera con el Proyecto y con la Propuesta.

Párrafo V:

La Comisión adjudicará el contrato a favor del licitante que haya cumplido con los requisitos para participar en la licitación, haya reunido las condiciones legales, económicas y técnicas requeridas por la Comisión y que haya garantizado satisfactoriamente el cumplimiento de las obligaciones derivadas del Contrato. En caso de que más de una propuesta sea declarada como "Solvente", la Comisión adjudicará el Contrato al Licitante cuya propuesta Económica haya ofrecido el menor Precio Nivelado de Generación.

Consideraciones económicas y financieras para determinar el precio unitario nivelado de generación.

- Para el cálculo del valor presente se tomaron los flujos producto de los Precios Trimestrales Ofertados que consideran el fondo de Contingencia y la Capacidad Neta Garantizada y el Costo asociado a los Consumos Garantizados;
- Tasa real de descuento trimestral: 3%.
- Tasa fija de inflación en Dólares: 0.75% trimestral;
- Periodo de evaluación: Se usa el comprendido entre la fecha de presentación de Propuestas y una vida útil de 25 años contados a partir de la Fecha Programada de Operación Comercial;
- Se considera que los pagos se realizan al final de cada Trimestre y que son iguales a cero para el periodo comprendido entre la fecha de vencimiento del contrato y el vigésimo quinto año contado a partir de la Fecha de Operación Comercial;
- A fin de calcular el costo por consumo de vapor, se considera un costo en moneda constante de US\$2/ton (dos dólares por tonelada),
- La evaluación se realiza en moneda constante al momento de la fecha de presentación de Propuestas;
- Tipo de cambio: 7.8953 (siete pesos con ocho mil novecientos cincuenta y tres diezmilésimos Moneda Nacional) por un dólar de los E.U.A.;
- La evaluación se realiza en moneda constante al momento de la fecha de presentación de Propuestas.

El Precio Unitario Nivelado de Generación se calculo con la siguiente formula:

$$PNG = \frac{\sum_{i=1}^n \left[\frac{PT_i}{(1+\pi)^i} + CC \right]}{\sum_{i=1}^n \left[\frac{G_i}{(1+t)^i} \right]}$$

En términos generales la estructura del proyecto fue presentada de acuerdo a los requisitos señalados por CFE en las bases de licitación.

ISR: No considera la participación de los trabajadores en las utilidades de la empresa. En la parte operativa no considera calculo de ISR, en virtud de que planea vender las cuentas por cobrar de la SPE a un fideicomiso residente en el extranjero. Sin embargo, desde el punto de vista fiscal, todas las empresas deben pagar el ISR en algún momento de su existencia, por lo que no resulta fiscalmente lógico un esquema en el que este impuesto no se encuentre considerado.

Importación: Esta calculando este impuesto en la etapa de construcción, lo cual resulta lógico si se toma en cuenta que es la etapa en la que se realiza la introducción del equipo del país.

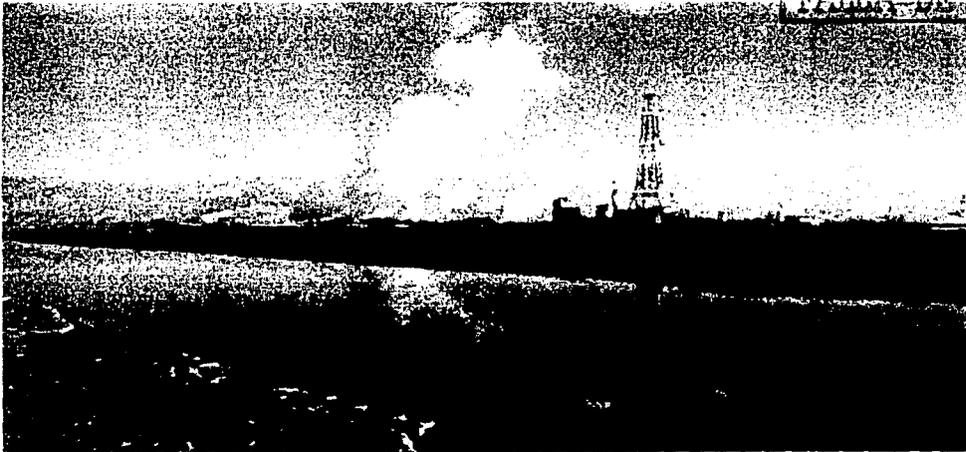
Propuesta de adjudicación.

En cumplimiento del criterio de adjudicación incluido en la sección 1.19 párrafo IV de las bases de licitación, y considerando que el menor Precio Unitario Nivelado de Generación de las ofertas declaradas solventes, corresponde al ofertado por 2.81 Us cents/kwh, se propone adjudicar el Contrato a dicha Empresa.

VII. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA GEOTERMoeLECTRICA CERRO PRIETO IV Y SUPROCESO CONSTRUCTIVO.

VII.1.- DESCRIPCIÓN DE UNA GEOTERMoeLECTRICA

La energía geotérmica, es energía calorífica proveniente de zonas profundas del subsuelo en lugares donde el agua ha sido calentada debido a intrusiones de magma y zonas de contacto de placas tectónica alcanzando niveles cerca de la superficie, donde es por medio de pozos profundos que se puede extraer a la superficie con su caudal de energía, en forma de vapor que se utiliza entonces también para la generación de energía eléctrica en centrales que por otra parte operan con principios similares a los de una termoelectrica convencional, con algunas variaciones a saber:



Central geotermoeléctrica Cerro Prieto

- El generador de vapor (caldera) es sustituido por el yacimiento geotérmico y los pozos que producen dicho vapor.
- El contenido de gases en el vapor requiere del uso de condensadores de contacto directo, equipados con grandes compresores para extraerlos ya que son incondensables.
- El uso del vapor proveniente de los pozos, una vez condensado permite prescindir de una fuente externa de agua para reponer las pérdidas por evaporación que se tienen en la torre de enfriamiento.

El proyecto consiste en cuatro unidades turbogeneradoras a condensación de 25 MW netos cada una, con sistemas automáticos que permitan operarlas en forma continua y segura, así como arrancarlas y pararlas

en forma independiente del resto de las unidades, las cuales están alojadas en una sola casa de máquinas, con espacio suficiente para maniobras de mantenimiento, equipada con una grúa puente que permita realizar el montaje y mantenimiento de los equipos.

El sistema de enfriamiento es de tipo cerrado, con torre de enfriamiento y condensador de contacto directo. El ciclo de aprovechamiento del vapor geotérmico es un ciclo Rankine abierto. La mezcla vapor – líquido proveniente de cada pozo pasa a través de un separador centrífugo tipo Webre, en el cual se elimina el líquido, conduciéndose hasta la planta el vapor separado, el cual se expande en la turbina y se transforma a la fase líquida en el condensador de contacto directo, integrándose al sistema de agua de circulación.

El turbogenerador y sus auxiliares, así como los tableros eléctricos, están instalados dentro de la casa de máquinas. El diseño y tipo de cada unidad dan prioridad al aspecto ecológico, reduciendo al mínimo el área requerida por las instalaciones a fin de evitar en lo posible afectaciones al medio.

La central está equipada con una subestación eléctrica que se conecta a una línea de transmisión de doble circuito de 161 kV, de 30.5 km de longitud y otra de un circuito de 6.5 km del mismo voltaje. Esta central se conecta al Sistema Eléctrico de Baja California.

VII.2.- ANTECEDENTES DEL PROYECTO

Los orígenes del recurso geotérmico en Cerro Prieto, se remontan de 6 a 4 millones de años, desde que la Península de Baja California empezó a separarse del México continental. Esto permitió, a través de un sistema de fallas geológicas, hoy llamado San Andrés, el ascenso del material caliente del manto hasta zonas de menor profundidad. Los primeros reconocimientos exploratorios en la zona se iniciaron en 1958, y en 1964 dio comienzo la perforación de pozos profundos.

La generación de energía geotérmica en escala comercial fue iniciada por la Comisión Federal de Electricidad en el año de 1973 con la Central de Cerro Prieto I, equipada originalmente con dos turbogeneradores de 37.5 MW cada uno, entrando en operación uno en mayo y otro en octubre del mismo año. La construcción de la segunda etapa de la planta Geotermoeléctrica Cerro Prieto I, se inició a principios de 1977, instalándose dos unidades idénticas a las primeras.

Para satisfacer la demanda de energía del sistema Baja California y lograr exportar energía a los Estados Unidos de América, se inició en 1981 la construcción de la central de Cerro Prieto II y la Central de Cerro Prieto III con dos unidades de doble presión de 110 MW por central. Con esto se alcanzó una capacidad total instalada en las tres centrales de 620 MW a partir de 1987. La generación anual promedio de las centrales de Cerro Prieto II y Cerro Prieto III es de 3, 850 millones de Kwh.

Con las tres centrales se generan aproximadamente 5, 000 millones de Kwh. por año, que representan el 65.5% de la producción total de energía eléctrica del sistema Baja California, lo cual requeriría 9.6 millones de barriles de petróleo en una central termoeléctrica convencional.

El proyecto de la Central Geotermoeléctrica Cerro Prieto IV, surgió como una necesidad prioritaria para abastecer la demanda del sector eléctrico de la región norte del país. La evaluación del proyecto se realizó con la ayuda de modelos de simulación del Sistema Eléctrico Nacional que permiten minimizar los costos en el suministro de energía y jerarquizar las inversiones según las necesidades manifestadas por la demanda. Una vez identificado como un proyecto prioritario, la Central Geotermoeléctrica Cerro Prieto IV se incluyó en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE).

La Central Geotermoeléctrica Cerro Prieto IV es necesaria para mantener el margen de reserva regional, pues de no realizarse el año 2000 sería un año crítico pues dicho margen llegaría a cero, por lo que

existiría un mayor número de fallas en el suministro de energía y por lo tanto se vería reflejado en los altos costos para la economía de la región y de la nación.

Para esta planta se seleccionó la tecnología Geotermoeléctrica utilizando vapor geotérmico del campo geotermoeléctrico de Cerro Prieto, por ser una energía limpia. Se definió el sitio exacto donde se emplazará la planta tomando en cuenta aspectos como la disponibilidad de vapor geotérmico, de terreno para perforación, de pozos productores de vapor, así como de la cercanía a las vías de comunicación y a las líneas de transmisión para conectarla a la red troncal. Además se consideraron las repercusiones ambientales y sociales que esta planta traería consigo.

Así se determinó una capacidad total de 100 MW netos con cuatro módulos de 25 MW cada uno, y una localización a 30 Km al sureste de la Ciudad de Mexicali, en el sitio denominado "Campo Geotermoeléctrico Cerro Prieto". Se estimó un tiempo de construcción de 24 meses.

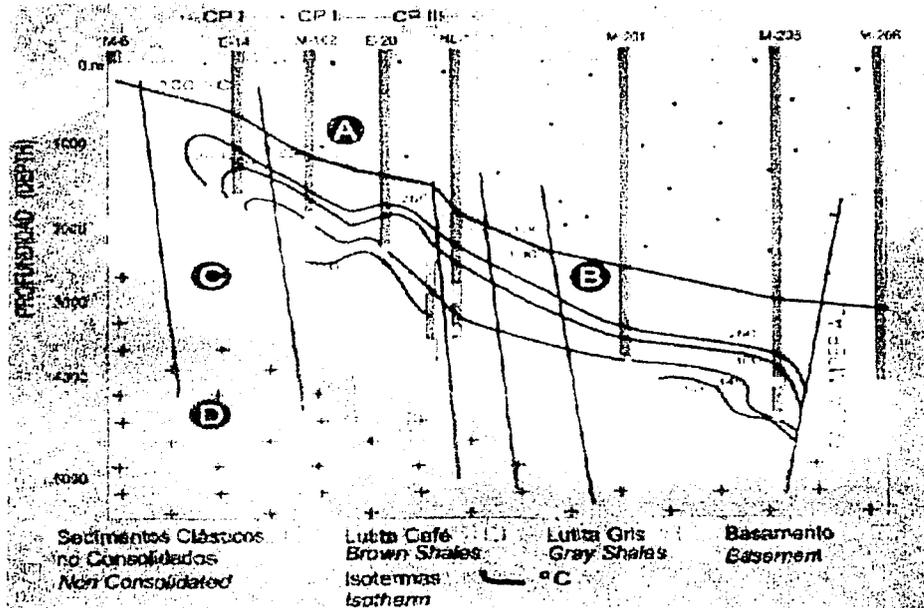
Campo	Capacidad (MW)	Expansión (MW)
Cerro Prieto	620	100
Los Azufres	98	40
Los Húmeros	35	4
TOTAL	753	144

La viabilidad económica del proyecto se realizó mediante la comparación de los costos de llevar a cabo el proyecto y los beneficios que se obtendrían de éste.

VII.3.- DESCRIPCIÓN Y LOCALIZACIÓN

La zona geotérmica de Cerro Prieto, se encuentra ubicada a 30 Km al sureste, en la planicie aluvial del Valle de Mexicali, Baja California, teniendo como rasgo geográfico el volcán de Cerro Prieto con una elevación de 260 msnm, cerca de la desembocadura del Río Colorado. Sus fluidos geotérmicos son una mezcla de agua salina y vapor, contenidos en rocas de tipo sedimentario.

El campo de explotación es de aproximadamente 12km² y se localiza geológicamente dentro del patrón tectónico de San Andrés, entre cuyas fallas están La Imperial y Cerro Prieto, considerándose que estas controlan el flujo de los fluidos hidrotermales, generados desde una probable zona de ascenso magmático.



FALLA DE ORIGEN

Unidad litológica D

Está constituida por el basamento granítico de edad Cretácico Tardío. Aflora al Occidente formando parte de lo que se denomina como Batolito Californiano, mientras que al Oriente se profundiza de tal forma que se encuentra a poco más de 4000 m de profundidad.

Unidad Litológica C

Sobre la anterior, existe un cuerpo más o menos homogéneo de lutitas de color gris y areniscas intercaladas con un espesor promedio de 2,400 m, que puede considerarse como una unidad estable de gran importancia geotérmica.

Unidad Litológica B.

Por encima de la unidad de lutitas y areniscas se encuentra la unidad B que presenta un horizonte de lodolita cuyo color varía de gris a café, y es muy permeable. Su distribución no es homogénea con cambios muy bruscos de espesor y discontinuidades en el subsuelo, que son típicos de ambientes de depósito de alta energía.

Unidad Litológica A.

Esta se caracteriza por estar compuesta en su mayoría por sedimentos no consolidados, integrados por arcillas, limos, arenas y gravas en forma repetitiva y alternadamente, teniendo espesores entre 600 m hasta 2,400 m cerca de la Falla Imperial. En esta unidad A existen además lavas riodacíticas del volcán Cerro Prieto.

VII.4.- BASES DE DISEÑO DE LA PLANTA

La propuesta técnica presentada, de acuerdo a lo solicitado en las bases de licitación, consistió en ofertar la ingeniería, construcción, equipamiento y financiamiento de una central de generación de energía eléctrica, incluyendo obras de infraestructura, servicios asociados y bienes complementarios al proyecto (la Central Geotermoeléctrica), el otorgamiento de la posesión y el derecho de explotar la central a la Comisión Federal de Electricidad por un periodo de 15 años, la transferencia de la propiedad de la central a la Comisión al término del periodo antes referido, de la Central Geotermoeléctrica de 100 MW netos compuesta por cuatro unidades de 25 MW cada una.

Turbina

La turbina de vapor será de flujo axial con condensación y sin extracciones.

Una vez seleccionados tanto el valor de diseño en la admisión a la turbina como el valor de diseño en la descarga de la turbina, estos valores se usan para garantizar la potencia del turbogenerador.

Las características de diseño son las siguientes:

* Capacidad nominal	25 MW netos
* Presión de admisión de vapor	8 a 10.5 bar absoluto
* Presión de escape de la turbina	8.5 a 17 kPa
* Contenido de gas en el vapor	3% en peso
* Velocidad de giro	3600 r/min
* Descarga de turbina	a condensador

La comisión suministrará vapor en los límites de la Central a una presión entre 11.5 y 12.5 bar absolutos.

Condensador

El condensador debe ser capaz de condensar todo el vapor descargado en él. Para que la Central en conjunto opere bajo condiciones óptimas, la presión en el condensador quedará comprendida dentro del rango de 8.5 a 17 kPa. La localización del condensador debe ser lateral al turbogenerador pudiendo quedar adentro o fuera de la casa de máquinas, también se acepta condensador bajo el turbogenerador.

En general el condensador debe contar con los equipos y accesorios siguientes:

- Estructura de soporte del condensador con escaleras y andenes para supervisión y mantenimiento.
- Conexión turbina – condensador, incluyendo junta de expansión, bridas y empaques.
- Instrumentos y controles para protección y supervisión del condensador.

Este sistema requiere operaciones de apertura, cierre, regulación y cierre de contraflujo, por lo que se instalarán válvulas de compuerta, válvulas de globo, de retención y de mariposa.

Secador de vapor

En la plataforma del pozo se cuenta con un separador centrífugo tipo Webre, para eliminar del vapor el líquido que viene mezclado con él y enviar hacia la Central vapor con una calidad termodinámica alta. Sin embargo, debido a la condensación que se presenta a lo largo del vaporducto, el vapor podrá llegar a la Central con una humedad hasta del 3% por lo que el diseño del secador deberá considerar esta eventualidad y tener la capacidad de eliminar el agua arrastrada asegurando el secado eficiente del vapor antes de su ingreso a la turbina. El secador para la Central será del tipo centrífugo de diseño tal que se obtenga vapor con una calidad del 99.9%

La central será de carga base, es decir, se desea mantener constante su generación y suministrarla en forma continua al Sistema Eléctrico de Baja California. Bajo el concepto anterior, la presión del vapor en la tubería de admisión a la turbina, deberá permanecer constante.

Para el control de la presión, se contará con un sistema de regulación para cada Unidad que constará de los elementos siguientes:

- Tuberías de derivación y dos válvulas de control tipo mariposa. Esta derivación se instalará antes del secador de vapor.
- Cuatro válvulas de seguridad, instaladas sobre la tubería de admisión de vapor a la turbina y aguas abajo del secador.
- Un disco de ruptura del 100% de capacidad.

Silenciador

El vapor que se envía a la turbina eventualmente tendrá que ser enviado hacia la atmósfera, cuando se presente alguna condición anormal dentro de la operación de la Central que obligue a bajar la carga del turbogenerador, o dispararlo si resulta necesario.

Esa descarga de vapor a la atmósfera se efectuará a través de un silenciador, equipo cuya función principal será abatir el nivel de ruido que se genera como producto del flujo de vapor de alta energía hacia el aire ambiente.

Con el silenciador operando, el nivel global de ruido deberá ser inferior a 85 dB

La admisión de vapor al silenciador será un difusor circular o de placas que distribuya uniformemente el vapor y al mismo tiempo incremente la frecuencia del ruido provocado por la descarga.

Sistema de agua de circulación y enfriamiento

El sistema de agua de circulación y enfriamiento tiene por función principal suministrar el agua fría para la condensación del vapor de escape de la turbina y abastecer a los intercambiadores de calor de los equipos auxiliares que lo requieran.

Los equipos principales que integrarán los sistemas de agua de circulación y enfriamiento son los siguientes:

- Condensador de vapor.

- Bombas de pozo caliente para enviar el agua del pozo de agua caliente a la torre de enfriamiento.
- Torres de enfriamiento.
- Bombas de agua fría para enviar el agua de la cisterna de la torre de enfriamiento al condensador (si ésta es requerida).
- Sistemas de tuberías y accesorios para interconectar los equipos.
- Bombas para enfriamiento de equipos auxiliares.
- Válvulas de control, válvulas de corte, equipo de protección.

Las bombas de pozo caliente serán bombas verticales de flujo mixto, de un solo paso, tipo pozo húmedo.

Torre de enfriamiento

Para bajar la temperatura del agua caliente proveniente del condensador, se utilizará una torre de enfriamiento, preferiblemente de contra flujo.

Por la torre de enfriamiento pasará todo el volumen de agua caliente que se produzca en la Unidad turbogeneradora y que tenga que ser enfriado.

La torre estará habilitada con ventiladores para inducir el flujo de aire a través del relleno, de tal manera que se logre el mejor contacto aire – agua, obteniéndose así un enfriamiento eficiente.

Para colectar el agua fría, la torre contará con una pileta que ocupará toda la superficie de planta de la torre y que tendrá una profundidad suficiente, y con la pendiente suficiente, para facilitar la limpieza.

Sistema de extracción de gases.

Para extraer del condensador los gases incondensables, la Sociedad debe incluir un sistema de extracción de gases del 100% de capacidad, con respaldo de 50% de capacidad.

El diseño del equipo de extracción de gases será tal, que la mezcla gaseosa caliente pueda ser descargada a la atmósfera en dos puntos diferentes, uno de los cuales se seleccionará por medio de una válvula de corte motorizada en función a la propia operación de la Central y a las condiciones climatológicas prevalecientes, siendo éstos: Una chimenea de 50 m de altura y las chimeneas de la torre de enfriamiento.

Tubería de vapor

Toda la tubería de vapor se instalará con pendiente de 0.5% calculada en frío y en caliente para tener un drenaje adecuado.

Previo a la entrada en operación, todas las tuberías de vapor deben limpiarse conduciendo vapor a velocidades altas (soplado) lo cual debe realizarse con procedimientos adecuados previamente establecidos y acordados con la Comisión.

Para la selección de materiales de tubería se consideran:

- Características químicas del fluido a conducir.
- Temperatura y presión de diseño.

- Efectos de corrosión y erosión.
- Costo de la tubería.

Todas las tuberías se deben soportar adecuadamente para evitar vibraciones o esfuerzos altos en las mismas.

Para la conducción de mezcla y vapor endógenos se usa tubería de acero al carbón con o sin costura teniendo los siguientes diámetros:

2" y menores	Acero al carbón con o sin costura.
2½" hasta 24"	Acero al carbón sin costura.
26" y mayores	Acero al carbón con costura.

Aislamiento térmico

Las pérdidas de energía debidas a esta transferencia de calor tienen un significado económico considerable, por lo que se hace necesario reducirlas al máximo mediante la utilización de materiales termo aislantes.

El aislamiento térmico debe ser seleccionado y sus espesores calculados de acuerdo con las normas aplicables para fines de conservación de calor y protección de personal, teniendo las siguientes temperaturas como límite normativo:

- 333 K (60° C) de temperatura superficial máxima para aislamiento con fines de conservación de calor.
- 316 K (43° C) de temperatura superficial máxima para aislamiento con fines de protección de personal.

Los materiales que pueden utilizarse son muy variados, destacándose por su comercialización los preformados de silicato de calcio y de fibra de vidrio, así como las colchonetas de lana mineral y de fibra de vidrio.

Área de pozos

Actualmente se tiene tecnología propia para la geotermia, la cual se basó inicialmente en técnicas petroleras con diferencias para adaptarse a las características de los fluidos geotérmicos como son:

- Necesidades de enfriamiento de los lodos de perforación.
- Tubería de producción de mayor diámetro, construida con aceros especiales.
- Cemento con aditivos especiales.

Estas técnicas de perforación han ido evolucionando debido a que la profundidad y temperatura promedio de los pozos se ha incrementado. El diseño del tipo telescópico en los pozos es variable dependiendo de la profundidad del pozo, el fracturamiento de la zona y la potencia de los fluidos a explotar.

La terminación de cada pozo se determina con base en lo siguiente:

- Las temperaturas de entrada y salida del lodo de perforación.
- Los registros de temperatura de fondo.
- La interpretación de los registros eléctricos.
- La presencia de minerales de alta temperatura.
- El tipo de cementante en las areniscas.
- Los aspectos litológicos de la formación.
- Pérdidas de circulación y estabilidad de la formación.

El tipo de terminación con tubería corta ranurada ha sido el más usual; sin embargo en algunos pozos se ha utilizado la técnica de disparos para producir ciertos intervalos y en otros se ha aplicado la terminación en agujero descubierto, siempre y cuando la estabilidad y consolidación de la formación lo permita.

Equipo superficial

En el manejo de la mezcla agua – vapor, se tienen además gases como H_2S y CO_2 y ocasionalmente arenas. En este sistema la función principal de las válvulas es el corte de fluido. Para cumplir esta función se deberán instalar válvulas de compuerta. El sistema de vapor separado se refiere a los vaporductos que van del separador a la turbina. En él se manejan, además del vapor separado, gases y sólidos finos en suspensión. Aquí se deben instalar válvulas de compuerta.

El aprovechamiento de la energía del fluido se logra a través de tuberías de producción de los pozos perforados. A medida que el fluido geotérmico asciende, su presión va disminuyendo, transformándose parte del líquido en vapor que requiere ser acondicionado para su utilización como fluido de trabajo en una central de generación y consiste fundamentalmente en separar la parte líquida (agua) del vapor, lo que se consigue con el equipo e instalaciones superficiales que se montan en la plataforma de cada pozo, que consiste en lo siguiente:

Árbol de válvulas

Separador de alta presión y/o separador de baja presión

Válvula esférica

Línea conductora de vapor separado

Línea conductora de agua separada

Silenciador

Sistema de medición y de seguridad

Por medio de la fuerza centrífuga y la diferencia de densidades entre el agua y el vapor, se logra separar este último con una eficiencia de 99.9%, extrayéndose por un tubo concéntrico del cuerpo del separador para ser llevado por un sistema de vapoductos a las unidades turbogeneradoras. El agua una vez separada, experimenta una segunda evaporación parcial donde se obtiene un vapor secundario de menor presión que se conduce también hacia las centrales por ramales separados.

El agua remanente se conduce a través de canales o tuberías para su descarga a una laguna de evaporación.

Finalmente parte de la misma se devuelve al yacimiento mediante pozos inyectores.

Para el diseño de la planta geotermoeléctrica Cerro Prieto IV, se cuenta con un área aproximada de 200 x 270 m, donde se distribuirán 4 turbogeneradores, el condensador y equipo de extracción de gases, las torres de enfriamiento, la subestación, el cuarto de control y el equipo auxiliar.

VII.5 .- PROCESO CONSTRUCTIVO

Las obras y actividades que constituyen el proyecto son:

- Construcción de 20 plataformas de perforación, con una superficie aproximada de 45 x 85 m (3, 825 m²) cada una, quedando una superficie total requerida de 76, 500 m².
- Construcción de 20 presas de lodos de 30 x 84 m (2, 520 m²), una por cada plataforma de perforación, que dan una superficie total requerida de 50, 400 m².
- Perforación de 20 pozos productores que oscilarán entre los 2, 800 m y 3, 000 m de profundidad, dentro de un polígono de 1.65 km².
- Montaje y tendido de 2, 000 m de vapoductos, de tubería de acero al carbón, sobre soportes estructurales cementados en concreto.
- Construcción de canales vertedores de salmuera.
- Construcción de la casa de máquinas.
- Montaje de las 4 unidades de generación.
- Instalación del sistema de enfriamiento de tipo cerrado.
- Construcción de una subestación eléctrica.

- Construcción de un camino de acceso pavimentado de doble circulación, con una longitud de 1, 660 m y un ancho de corona de aproximadamente 10 m.
- Instalación temporal de almacenes y talleres para el resguardo y manejo de equipo delicado.
- Instalación de una planta de tratamiento.

Se requiere que las instalaciones sean adecuadas para un total de 15 trabajadores distribuidos en 6 oficinas, tres áreas de talleres (mecánico, eléctrico e instrumentación), un laboratorio, un almacén de partes menores, una caseta para limpieza con chorro de arena y área techada para corte de madera que se requiera de la torre de enfriamiento.

Los diseños se realizarán de acuerdo a lo siguiente:

Estudio de Mecánica de suelos.

La Sociedad realizará el estudio de mecánica de suelos necesario para determinar los parámetros que se requieren en el diseño de las cimentaciones.

En la visita a la obra, la Sociedad hará las consideraciones necesarias para la correcta evaluación del tipo de terreno y así poder cotizar las cimentaciones.

El estudio de mecánica de suelos contendrá como mínimo.

- a). Una descripción de los trabajos realizados en campo y en el laboratorio
- b). La descripción del subsuelo
- c). Los cálculos efectuados
- d). Las recomendaciones del tipo de cimentación o del posible uso de pilotes.
- e). Conclusiones, en las que se darán los datos de la profundidad de desplante y la capacidad de carga.

No existirá limitación alguna en cuanto a la cantidad y tipo de pruebas que se realicen, considerando que la Sociedad es el único responsable del diseño y construcción de las cimentaciones.

Las recomendaciones del estudio se acatarán en el diseño y en caso de existir alguna duda en cuanto a los resultados, se realizará otra prueba para comprobarlos.

Topografía.

La Sociedad realizará todos los trabajos topográficos que se requieran antes, durante y después de la construcción de la Central.

Todos los trazos y nivelaciones que se requieran deberán tener las coordenadas y cota sobre el nivel del mar de la zona, para ello la Comisión entregará los bancos topográficos de la zona y la poligonal del área estará referida a esos bancos.

Todas las tolerancias en estos trabajos las determinará la Sociedad y las plasmará en un plano que presentará a la Comisión para su revisión.

Instalaciones provisionales.

La Sociedad podrá construir sus instalaciones provisionales en el predio que se asigne para la construcción de la planta del material forma y área que considere conveniente.

La Comisión no prestará sus instalaciones para este fin, siendo responsabilidad de la Sociedad el dejar el área libre de dichas instalaciones una vez concluida la construcción.

Accesos a instalaciones provisionales.

Los accesos provisionales que se requieran construir se diseñarán de acuerdo a las necesidades de la Sociedad, tanto en su forma estructural como en geometría.

En Estructuras

De Tierra

Camino de Carretera Pascualitos – Pescaderos a Cerro Prieto IV

Pendiente máxima	10%
Ancho de corona	6.10 m
Acabado	Pavimento flexible de carpetas de asfalto de espesor mínimo de 5 cm.
Pasos de Vapoductos	De concreto armado, diseñados para paso de equipo pesado (10 toneladas de eje equivalente) y pendientes en los terraplenes no mayores del 12% y la cimentación se realizará de acuerdo al estudio de mecánica de suelos.
Pasos de canales	Se construirán de concreto armado para las cargas de 10 toneladas de eje equivalente, la cimentación se realizará de acuerdo al estudio de mecánica de suelos.
Drenaje	Por medio de cunetas, alcantarillas, bordillos y/o lavaderos de concreto simple.

Accesos

Pendiente máxima	10%
Ancho de corona	5.0 m
Acabado	Pavimento rígido de concreto.
Drenaje	Por medio de cunetas, alcantarillas, bordillos y/o lavaderos. Del material que seleccione la Sociedad.

Área de planta

Pendiente para desalojo de agua	1% min.
Espesor de capas min.	15 cm.
Terraplenes	Compactación 90% construido en capas de 20 cm.
Acabado	Pavimento rígido de concreto. Espesor min. 15 cm.
Drenaje pluvial	Por medio de cunetas, alcantarillas, bordillos y/o lavaderos.
Drenaje sanitario	Tendrán un diámetro mínimo de 10 cm para la salida de los edificios y 20 cm para la red.

La separación máxima entre pozo de visita será de 50m.

Las dimensiones de la plataforma serán propuestas por la Sociedad de acuerdo al espacio que requiera para la colocación de su equipo, debiendo hacer su arreglo en el menor espacio posible.

De Concreto.

Se utilizará:

Concreto	$F'_c = 200 \text{ kg/cm}^2$ mínimo
Acero de refuerzo corrugado	$F_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$ mínimo
Recubrimiento de varillas	7.0 cm en contacto con el terreno natural y 5.0 cm mínimo para restantes.
Sismo	Coefficiente 1.29
Método de diseño	Resistencia última, o justificar método

Muros de contención

Material	Concreto reforzado o mampostería
Presión del terreno y desplante	De acuerdo a estudio de mecánica de suelos

Edificio de Control

Cimentación	Zapatas corridas y/o aisladas de acuerdo a estudio de mecánica de suelos
Estructura	Marcos de concreto o acero y muros de tabique o concreto. O estructura basada en muros de carga.
Cubierta	Losas de concreto macizas o nervaduras.
Muros	Concreto, tabique recocido, tabicón, o block de concreto con acabado de yeso y pintura vinílica
Plafones	De yeso y tirol
Impermeabilización	Enladrillado con impermeabilizante

Caseta de vigilancia

Cimentación	Zapatas corridas y/o aisladas de acuerdo a estudio de mecánica de suelos
Estructura	Marcos de concreto o acero y muros de tabique o concreto. O estructura basada en muros de carga.
Cubierta	Losas de concreto macizas o nervaduras.
Muros	Concreto, tabique recocido, tabicón, o block de concreto con acabado de yeso y pintura vinílica
Plafones	De yeso y tirol

Subestación

Cimentación	Zapatas corridas y/o aisladas de acuerdo a estudio de mecánica de suelos
Pisos	Concreto
Muros	Concreto o tabique
Fosa de aceite	Concreto, se garantiza la impermeabilidad del depósito.

Torre de enfriamiento

Cimentación	De acuerdo a indicaciones del fabricante y al estudio de mecánica de suelos.
Pileta	De acuerdo a solicitudes del fabricante

Vaporductos

Soportería	Zapatas aisladas, de acuerdo a elementos mecánicos derivados del análisis de flexibilidad de la tubería y al estudio de mecánica de suelos.
------------	---

Silenciadores, tanques, separadores, secadores.

Cimentación	De acuerdo al diseño de la Sociedad
Anclas	Protegidas contra corrosión en parte expuesta

Cárcamos de bombeo

Desplante	De acuerdo a estudio de mecánica de suelos,
Estructura	Concreto protegido contra corrosión y temperatura

Cisternas

Capacidad
Estructura

De acuerdo a necesidades de diseño
Concreto garantizando la impermeabilidad

Registros, ductos y trincheras

Fondo
Paredes
Tapas

Concreto
Concreto o tabique aplanado pulido
Removibles

De Acero

Todas las estructuras de acero se diseñarán usando el método de esfuerzos permisibles de acuerdo al A. I. S. C. considerando la combinación de carga que resulte más crítica. Acero estructural ASTM A-36.

Casa de máquinas

Cimentación
Estructura
Geometría
Cubierta y muros
Herrería
Pisos

Zapatas corridas y/o aisladas de acuerdo a estudio de mecánica de suelos
Marcos rígidos de acero de alma llena
De acuerdo al equipo
Multipanel 2" cal. 26/26
Aluminio anodizado natural de 2"
De concreto

Talleres y almacenes

Cimentación
Geometría
Cubierta, muros, herrería y pisos.

Zapatas corridas y/o aisladas de acuerdo a estudio de mecánica de suelos
De acuerdo al equipo
De acuerdo a la Sociedad, garantizando una vida útil de 30 años.

Caseta contra incendios y servicios

Cimentación
Geometría

Zapatas corridas y/o aisladas de acuerdo a estudio de mecánica de suelos
De acuerdo al equipo

Cubierta, muros, herrería y pisos.

De acuerdo a la Sociedad, garantizando una vida útil de 30 años.

Estructura

De acuerdo a la Sociedad

En áreas exteriores

Estacionamientos

Diseño

De acuerdo a la sociedad

Cajones

20 mínimo

Acabado

Pavimento rígido de losas de concreto

Áreas verdes

Diseño

De acuerdo a la Sociedad

Especies

Setos, pasto y plantas de ornato

Cerca perimetral

Materiales

Malla ciclónica de 2.4 m de altura con tres hilos de alambre de púas en la parte superior

Localización

En todo el perímetro de la planta

Concreto

$F'_c = 150 \text{ kg/cm}^2$

Rodapié

En toda la cerca, ahogando la malla ciclón. De las dimensiones que determine la sociedad.

Puertas

De perfiles laminados y dimensiones de acuerdo a diseño. Se colocará junto a la entrada principal una peatonal.

VIII. MECANISMO DE FINANCIAMIENTO

Corresponde a la Nación, por medio de la Comisión Federal de Electricidad, la prestación del servicio público para atender la creciente demanda del suministro de energía eléctrica del país.

Durante la presente década, se han requerido grandes esfuerzos e inversiones para desarrollar un sector eléctrico cuyas necesidades de infraestructura de generación, transmisión y transformación, aumentan por encima de la tasa de crecimiento de la población y de la actividad económica.

Esas inversiones han tenido que hacer frente a diversas circunstancias de disponibilidad limitada de recursos fiscales. Por ello, en estricto apego a la legislación y ordenamientos aplicables, las Secretarías de Hacienda y Crédito Público, de la Contraloría y Desarrollo Administrativo, así como la de Energía, en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad, han tenido que buscar alternativas para el financiamiento y construcción de dicha infraestructura. Por ello han desarrollado un proceso de contratación y financiamiento de obras, bajo el concepto denominado "Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo" o "Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto" (PIDIREGA).

Bajo este concepto, la Comisión Federal de Electricidad ha formalizado compromisos para desarrollar proyectos de generación, transmisión y transformación de energía eléctrica con las siguientes modalidades, a los cuales desde 1998 se les conoce como Proyectos de Inversión Financiera:

1. CAT (Construir Arrendar y Transferir)
2. PEE (Productor Externo de Energía)
3. OPF (Obra Pública Financiada)

Características del PIDIREGA modalidad CAT (Construir Arrendar y Transferir)

- Es el proyecto de infraestructura eléctrica, mediante el cual una vez que el proyecto inicie su operación comercial, la Comisión Federal de Electricidad tendrá bajo su resguardo y mantenimiento las instalaciones objeto del contrato; gozará del usufructo de las mismas y pagará al constructor un arrendamiento en los plazos y forma establecidos en el contrato. Al término del plazo del arrendamiento, la Comisión será totalmente dueña de la infraestructura.
- Mediante el proceso de licitación pública, se adjudica a un particular la construcción de un proyecto de una central de generación de energía eléctrica, o bien de diversas líneas de transmisión y subestaciones.
- La ejecución de las obras se realiza de conformidad con las especificaciones mínimas contenidas en las bases de licitación y reflejadas en la propuesta del licitante ganador.
- La construcción de las instalaciones y la obtención del financiamiento son responsabilidad exclusiva del licitante ganador, por lo que la Comisión Federal de Electricidad queda desligada de cualquier responsabilidad o riesgo derivados de los mismos.
- Los pagos a cargo de la Comisión Federal de Electricidad están condicionados a la terminación exitosa de las instalaciones y comienzan a efectuarse a partir de que el Organismo de la aceptación provisional de las instalaciones.

Fundamentos para la participación privada y alternativas de financiamiento

Se decidió recurrir a la participación privada en la construcción de este proyecto con el fin de obtener los recursos necesarios para la expansión del sistema, ya que las restricciones de endeudamiento del Gobierno y de la CFE no permitían que se realizaran con recursos propios; otro elemento importante que se consideró en este análisis fue la necesidad de mostrar a la comunidad nacional e internacional la voluntad de apertura.

Una vez que se acordó la conveniencia de atraer inversión privada para el proyecto. Se analizaron las alternativas de financiamiento. Cada esquema analizado definía una distribución de riesgo entre la CFE y el inversionista privado. Los esquemas analizados fueron: el de coinversión, el esquema CAT y el esquema PEE (Productores Externos de Energía). Debido a la facilidad para acceder créditos en mercados de capital bajo esquemas CAT, se decidió realizar el proyecto bajo esta alternativa de financiamiento.

Descripción del esquema CAT.

El esquema CAT es una forma de financiamiento para proyectos de inversión en el que el sector público, mediante un proceso de licitación encomienda a un consorcio privado el financiamiento, diseño, construcción y puesta en operación del proyecto. Una vez concluida su realización, la obra forma parte de un patrimonio fideicomitado, y sus activos son entregados para su operación al organismo público, a cambio del pago de rentas al consorcio por concepto de servicio y amortización del financiamiento. Al concluir la amortización, se procede a la transferencia del proyecto a CFE.

El costo nivelado de generación se compone del costo de energía, que incluye gastos por combustible, operación y mantenimiento; y del costo de capacidad, que refleja el costo del capital de inversión de acuerdo a la vida útil y la utilización de la obra. Con base en varios supuestos en relación al comportamiento futuro de los diferentes componentes de los costos, se estimó que a través del esquema CAT, el costo nivelado de generación para Cerro Prieto sería de 3.75 a 4.10 US\$Cts./Kwh. Esta estimación resultó mayor que el precio unitario de generación ofrecido por el consorcio ganador, que fue de 2.81 US\$Cts./Kwh.

La legislación mexicana establece que el esquema CAT debía ser financiable y técnicamente apegado a los requisitos que establecía la CFE. Además debía ser atractivo para los inversionistas, las entidades financieras, los constructores y demás partes involucradas en el proyecto. En el presente documento, se describen las principales obligaciones y los riesgos contraídos por cada una de las partes involucradas en el contrato CAT, como lo son los riesgos de planeación, de construcción, de operación y riesgos políticos y de financiamiento.

Formalización del Contrato.

El Contrato de Fideicomiso constituye la materialización global formalizada de toda la estructura jurídica, económico-financiera y técnica del Desarrollo en el Proyecto de Cerro Prieto. Consta de diversos anexos y está integrado por las siguientes partes:

Fideicomitentes.- La Sociedad, que es la encargada del diseño, equipamiento, construcción, pruebas, puesta en servicio y operación comercial de la Central Geotermoeléctrica Cerro Prieto IV, por lo que conforme a lo estipulado en las bases de licitación procedió constituir una Sociedad de Propósito Específico (SPE) que se denomina Constructora Geotermoeléctrica del Pacífico S. A. de C. V.

La Comisión Federal de Electricidad es fideicomitente en segundo lugar porque aporta en usufructo el terreno en que se construirá la Central Geotermoeléctrica Cerro Prieto IV.

Fiduciaria.- Banco Nacional de Comercio Exterior, S. N. C. División Fiduciario, está a cargo de la administración y del cuidado del patrimonio del Fideicomiso.

Fideicomisario.- La Comisión Federal de Electricidad.

Financiamiento.

En este proyecto tanto el financiamiento para la construcción de las instalaciones como el financiamiento a largo plazo es responsabilidad exclusiva del licitante ganador. Ni la CFE ni el Gobierno Federal otorgan ningún tipo de garantía a los acreedores que proporcionan financiamiento para el proyecto. Las obligaciones de la SPE no están condicionadas a la obtención del financiamiento antes de iniciar la construcción de las instalaciones, no obstante se prevé un tiempo razonable para obtener el financiamiento antes de comenzar la construcción de las instalaciones.

Pagos.

Los pagos periódicos que realizará la CFE a la SPE están denominados y pagaderos en dólares de los Estados Unidos de América, y están determinados por las ofertas de los licitantes.

En el caso específico de la Central Geotermoeléctrica Cerro Prieto IV la Comisión Federal de Electricidad deberá realizar 60 pagos trimestrales por los derechos que como fideicomisario del presente fideicomiso le corresponde a CFE.

La obligación de la CFE de hacer los pagos trimestrales es incondicional a partir de la aceptación provisional y no depende de la posibilidad de poseer y explotar la Central Geotermoeléctrica Cerro Prieto IV, tal y como se establece en la cláusula 30.2 del contrato de fideicomiso.

Riesgo

El riesgo durante la fase de construcción recae en el licitante ganador. Los pagos a realizarse por CFE están condicionados a la terminación exitosa de las instalaciones. La compañía es responsable de asegurar las instalaciones a su propia costa durante el período de construcción. Al efectuarse las pruebas en las instalaciones y la aceptación por CFE, todo el riesgo operacional y demás riesgos de pérdida (ya sean de caso fortuito o no) pasan a CFE, todos los pagos periódicos que deben efectuarse a la SPE son incondicionales a partir de la fecha de aceptación provisional.

Especificaciones técnicas de las instalaciones.

La Central Geotermoeléctrica debe ser construida de conformidad con las especificaciones mínimas contenidas en las bases de licitación correspondientes y por las especificaciones adicionales de la propuesta del licitante ganador. Si las instalaciones no cumplen con las especificaciones técnicas, CFE puede rechazarlas, sin incurrir en ninguna obligación de pago; sin embargo, en estos casos, CFE tiene la opción de adquirir las instalaciones a un precio que se determinará conforme a un mecanismo en el acuerdo que refleje el progreso de las obras.

Garantía de Cumplimiento.

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones contractuales, la SPE debe de presentar una carta de crédito contingente por diversas cantidades establecidas en términos del porcentaje del proyecto. Antes de iniciar la construcción y consolidarse los acuerdos financieros, la carta de crédito debe ser equivalente al 5% del costo total del proyecto. Esto se incrementa al 12% durante la fase de construcción, y se disminuye al sexagésimo día siguiente al primer aniversario de la aceptación provisional. La carta de crédito se devuelve a la compañía una vez que haya concluido 60 días después del período de garantía y como se establece en la cláusula 20 del Contrato del Fideicomiso.

Penas Convencionales.

Se establecen una serie de penas convencionales por retrasos en la construcción de las instalaciones en cumplimiento a las garantías de capacidad, eficiencia calorífica, tasas de consumo y disponibilidad. Las penas contractuales están sujetas a un tope general del 30% del costo total del proyecto.

Terminación Anticipada.

Se da por terminada anticipadamente el contrato de fideicomiso cuando haya eventos de incumplimiento de la Sociedad o de CFE, en el caso de que antes de la aceptación provisional se presente un evento de incumplimiento de la Sociedad, CFE puede dar por rescindido el presente contrato teniendo el derecho pero no la obligación de adquirir las obras mediante el pago a la Sociedad. Si ocurre un evento de incumplimiento de CFE, la Sociedad tiene el derecho de exigir a CFE que adquiera todas las obras.

Si el evento de incumplimiento de la Sociedad se presenta después de la aceptación provisional, CFE no tiene derecho a rescindir el presente contrato y su único remedio es el cobro de las penas convencionales.

Legislación y Arbitraje.

La legislación aplicable es la legislación federal mexicana y la resolución de controversias se somete a arbitraje conforme a las reglas de arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.

IX.- ASPECTOS AMBIENTALES

Este es un tema que hasta los tiempos recientes ha comenzado a traer una bien merecida atención. La descargas de sustancias químicas al aire y a los arroyos y ríos y de ahí a las aguas subterráneas; Los pequeños pero apreciables cambios locales de temperatura y humedad; el ruido; un cierto grado de deforestación; todos estos factores podrían, y posiblemente lo hacen, perturbar el equilibrio de la naturaleza que prevalece en un área termal antes de su explotación geotérmica en la fauna y flora local.

A continuación se mencionan algunos elementos principales que intervienen en la problemática ambiental:

Ácido sulfhídrico. El (H_2S) esta casi invariablemente en los campos geotérmicos sus propiedades y riegos pueden tener aspectos adversos en los cultivos y en la vida de los ríos, ya que es un gas letal a un cuando esté presente en proporciones considerablemente modestas. Este gas se vuelve más peligroso por el hecho de que paraliza los nervios del olfato cuando se encuentra en una concentración relativamente alta. Como consecuencia su olor característico, es desagradable. En las plantas generadoras geotérmicas, hay alta concentración en los puntos de descarga de los eyectores de gas y en menor grado en las torres de enfriamiento, cuando se emplean condensadores a chorro. En Cerro Prieto se están descargando alrededor de 110 ton de vapor / día al aire con una instalación de 150 MW, y con los planes de expansión, la cifra se habrá elevado a algo más de 400 toneladas de vapor al día.

Bióxido de carbono. La mayor parte de los gases no condensables de un campo termal están formados por CO_2 . Este puede escapar al aire o a corrientes de aguas locales. El hecho de que la combustión de los combustibles produce por lo general cantidades mucho mayores de este gas en función al calor consumido que las explotaciones geotérmicas, se ha considerado generalmente como una excusa para la inacción, particularmente en vista de que este gas no es tóxico, el problema de la elevación del contenido de CO_2 en la atmósfera esta preocupando a los climatológicos, y se sabe que el alto contenido de CO_2 en las aguas del río, agrava el crecimiento de la maleza acuática.

Erosión del suelo. En el campo donde las fuertes lluvias y fuertes pendientes de roca poca compacta causan a menudo deslizamientos naturales y altos regímenes de erosión, la nivelación artificial para el acomodo de las instalaciones del campo, caminos y plantas generadoras han agravado a veces estas condiciones al crear pendientes locales muy pronunciadas y al eliminar la vegetación local que normalmente protege los terrenos contra la erosión por la acción retenedora de sus raíces. El control estricto, la siembra de arbustos y árboles ayudan a resolver este problema.

Venenos contenidos en el agua. La fase agua de los campos húmedos contiene a veces ingredientes tóxicos tales como el boro, arsénico, amoniaco y mercurio, los cuales si se descargan en las corrientes de agua pueden contaminar las aguas abajo del río que se utilizan para riego, cría de peces o abastecimiento para consumo humano. A aunque no estrictamente venenosas, muchas aguas salinas de pozos pueden ser dañinas. Las soluciones al problema de los venenos contenidos en el agua comprende la reinyección, su conducción al mar (si no está demasiado remoto) a través de ductos o canales, el uso de estanques de evaporación como es el caso de Cerro Prieto.

Venenos contenidos en el aire. De las descargas de los eyectores, de los afluentes ascendentes de las torres de enfriamiento, de los silenciadores, purgas y trampas, de los pozos que están descargando en su periodo de prueba, los pozos descontrolados y también de las válvulas de ventilación para el control, pueden en ocasiones escapar al aire diversas sustancias perjudiciales (además H_2S) en los sitios

geotérmicos. Entre éstos puede haber compuestos de mercurio y arsénico y elementos radiactivos. También puede haber el aire ciertas emisiones nocivas, si bien se dañan bastantes árboles por depósitos de sílice. En Cerro Prieto el depósito de la sal sobre los edificios y terrenos agrícolas causa algunas dificultades.

Ruido. La molestia causada por el ruido ocasiona un serio riesgo para la salud al menos que los trabajadores que estén en servicio en los sitios de pozos nuevos y en sitios de pruebas usen tapones de oído o sordinas, sin los cuales pueden dañarse en forma permanente su capacidad auditiva. A un que el ruido procedente de las trayectorias regulares de escape de los fluidos puede reducirse por medio de silenciadores. La instalación de barreras temporales contra el ruido resulta útil en algunos casos. La reinyección puede eliminar el ruido que origina la evaporación del agua caliente.

Contaminación por calor. A parte de ser un contaminante, representa un desperdicio importante, por lo que debe hacerse todo un esfuerzo posible para evitar su ocurrencia. La descarga de enormes cantidades de agua caliente a ríos y corrientes puede dañar a los peces y favorecer al crecimiento de la maleza acuática. Si como en Cerro Prieto, se descarga simplemente el agua caliente a lagunas, de las cuales puede evaporarse, el calor escapa al aire en forma de vapor. El escape de calor y vapor de las torres de enfriamiento y de las lagunas de descarga afecta al clima local por la formación de neblina y/o hielo.

Hundimientos. La extracción de cantidades enormes de agua subterránea de un campo húmedo puede causar hundimientos substanciales del terreno que podrían resultar en la inclinación e introducción de esfuerzos de las tuberías y estructuras superficiales, tal vez con consecuencias serias o hasta desastrosas.

Escape del vapor. Las grandes cantidades de vapor de desecho que escapan de las partes superiores de las torres de enfriamiento en las plantas generadoras geotérmicas dan origen a inmensos volúmenes de vapor de agua. En Cerro Prieto, el agua del pozo que se descarga se lleva a una laguna abierta, de cuya superficie se eleva al aire una cantidad considerable de vapor, afortunadamente el clima es muy seco, por lo que esto no causa ninguna dificultad.

NORMATIVIDAD ECOLÓGICA

La política ambiental nacional tiene como objetivos, la preservación restauración y mejoramiento del medio ambiente, la protección de áreas naturales, en el aprovechamiento de recursos naturales y la prevención y control de la contaminación del aire, agua y suelos.

Para implementar esta política la Secretaría del Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP), en coordinación con la Secretaría de Energía (SE) y la Secretaria de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI), deben regular las actividades que en el artículo 27 constitucional reserva a la nación, relacionadas con la exploración y explotación de los recursos naturales (hidráulicos y geotérmicos, entre otros), cuando estas actividades puedan originar desequilibrios ecológicos o daños al ambiente. Sus instrumentos son:

- La Ley General Ecológica y Protección al Ambiente, que prevé incentivos económicos para promover la innovación tecnológica y para penalizar a los agentes contaminantes y los esquemas de autorregulación que fomentan la corresponsabilidad y la iniciativa del sector privado.
- Las normas oficiales mexicanas (NOM) en materia de protección ambiental, uno de los aspectos fundamentales de la política ecológica.

La reorientación de la política nacional de combustibles es una de las acciones más concretas para mejorar la calidad del medio ambiente, ya que promueve el empleo de hidrocarburos cuya combustión genere menor contaminación y el uso de tecnologías más eficientes en los procesos industriales. Para ello, se pretende reducir el consumo de combustóleo de alto contenido de azufre e incrementar el uso de gas natural, principalmente en zonas ambientalmente críticas, por medio de:

- Conversión de alrededor de 70% de las plantas termoeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional que estén ubicadas en zonas ambientalmente críticas, al uso del gas natural en lugar de combustóleo
- Mayor uso del gas natural como combustible industrial derivado de los estándares ambientales más estrictos establecidos en la NOM-085-ECOL-1994.
- Construcción de nuevas plantas de generación eléctrica que preferentemente utilicen la tecnología de ciclo combinado.

A continuación se describen las normas oficiales mexicanas de protección ambiental que destacan para el Sector Eléctrico Nacional.

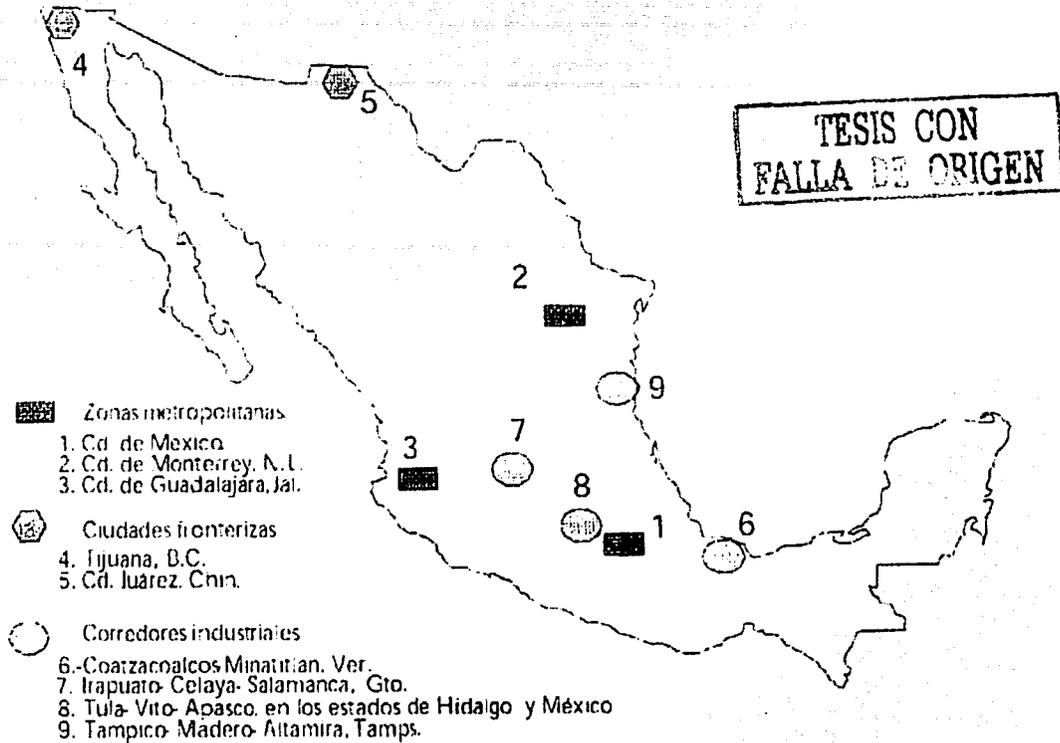
NOM-085-ECOL. - Regula, por zonas y por capacidad, los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre, de nitrógeno, provenientes del equipo de combustión de fuentes fijas que utilizan combustibles sólidos, líquidos o gaseosos. Define por Municipio tres distintas zonas de aplicación; la metropolitana de la Ciudad de México, las críticas (integradas por dos áreas metropolitanas, dos ciudades fronterizas y cuatro corredores industriales) y el resto del país (mapa 1).

NOM-114-ECOL-1998. Establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de las líneas de transmisión de subtransmisión eléctrica.

NOM-001-ECOL-1996. Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.

NOM-CCA-001-ECL/96. Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de las centrales termoeléctricas convencionales.

Mapa 1
Zonas críticas definidas en la NOM085-ECOL-1994



IMPACTO AMBIENTAL.

Dictamen en Materia de Impacto Ambiental y estudio de riesgo.

La Dirección General de Ordenamiento Ecológico e Impacto Ambiental, del Instituto Nacional de Ecología, de la Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca, autorizó la Manifestación de Impacto Ambiental mediante oficio número D.O.O.DGOEIA-05230 de fecha de 27 de agosto de 1997, por el cual se autoriza la realización de las actividades para llevar a cabo la construcción de la Central Cerro Prieto IV.

La autorización de la manifestación de Impacto Ambiental antes citada, fue condicionada a que la Comisión Federal de Electricidad cumpliera con los "TÉRMINOS" que citan en el Oficio de autorización.

En el oficio citado en el párrafo anterior señala que no es necesario llevar a cabo el estudio de riesgo.

Autorización para el cambio de uso de suelo.

Para este proyecto no aplica, debido a que la Central Cerro Prieto IV se construirá dentro del predio que ocupa el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, mismo que ya tiene uso industrial.

Licencia de funcionamiento

Esta licencia se tramitará y gestionará una vez que la Central entre en operación, a fin de estar en posibilidad de medir sus emisiones reales.

A continuación se anexa el dictamen de impacto ambiental.

DR.
GERENTE DE PROTECCION AMBIENTAL
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PRESENTE:

Analizado y evaluado el informe Preventivo del proyecto denominado "Campo geotermoeléctrico Cerro Prieto IV, con pretendida ubicación el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, localizado en la planicie aluvial del Valle de Mexicali, en la parte nororiente de Baja California, a 36 Km hacia el sureste de la ciudad de Mexicali, delimitado por las coordenadas geográficas 32° 22' y 32° 26' de latitud norte y 115° 11' 18' de latitud oeste, promovido por la comisión Federal de Electricidad y

CONSIDERANDO:

- I. Que en junio de 1991, la Dirección General de Normatividad y Regulación Ecológica de la extinta Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología recibió el oficio No. En junio del mismo año, mediante el cual la Gerencia de Proyectos Termomoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad presentó, para su evaluación en Materia de Impacto Ambiental el estudio denominado "Informe Preventivo para la Instalación de Dos Centrales Geotermoeléctricas de 20 MW cada uno en campo Geotérmico de Cerro prieto, Proyecto Cerro Prieto IV", proyecto que formará parte de la cuarta etapa de desarrollo del Campo Geotérmico Cerro Prieto, cuyas primeras etapas fueron construidas antes de que entrara en vigor la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente.
- II. Que en junio de 1991, mediante el oficio No. La Dirección General antes señalada solicitó a la Dirección General de Conservación Ecológica de los Recursos Naturales de la Extinta Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología, su opinión técnica sobre el estudio denominado " Informe preventivo para la instalación de Dos Centrales Geotermoeléctricas de 20 MW cada uno en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto IV.
- III. Que en agosto de 1991, la Dirección General de Normatividad y Regulación Ecológica de Desarrollo Urbano y Ecología, recibió el oficio No. De la misma fecha, mediante el cual la Dirección General de Conservación Ecologica de los Recursos Naturales de esa Secretaría, informó que para emitir el dictamen para el proyecto "Geotermoeléctrica Cerro Prieto IV", requiere de información complementaria referente a los siguientes aspectos:
 - a) Programa integral de explotación y expansión del Campo Geotérmico.
 - b) Acciones y medidas correctivas para evitar la descarga de vapor y agua en forma y en caso de niveles extremos de emisiones de ácido sulfhídrico.

- c) Modo de operación de las plantas generadoras e informe relativo a plataformas de operación, presas de lodos y lagunas de evaporación.
 - d) Origen y volumen del agua requerida para la operación de las plantas y características y sitios de disposición del agua residual.
 - e) Concentraciones de ácido sulfhídrico por la operación de las Unidades I, II y III del campo geotérmico y sus efectos de calidad del aire.
 - f) Equipos de control para reducir las emisiones de ácido sulfhídrico.
 - g) Plan de contingencias para el caso de emisiones extremas de ácido sulfhídrico y para el control de pozos.
 - h) Distribución y tipos de vegetación presentes en el área de influencia de proyecto.
- IV. Que en octubre de 1991, a través del oficio No. La Dirección General antes señalada solicitó a la Dirección General de Conservación Ecológica de los Recursos Naturales de la Extinta Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología solicitó a la Comisión Federal de Electricidad, información complementaria para continuar con la evaluación del Informe Preventivo del Proyecto Geotermoeléctrico "Cerro Prieto IV", en la que se incluía los aspectos requeridos por la Dirección General de Conservación Ecológica de los Recursos Naturales.
- V. Que en junio de 1993, La Dirección General de Normatividad Ambiental de la Secretaría de Desarrollo Social, recibió el oficio No. De agosto del mismo año conducto por mediante el cual la Gerencia de Protección al Ambiente de la Comisión Federal de Electricidad presento la información complementaria solicitada en octubre de 1991, por la Dirección General de Normatividad y Regulación Ecológica de Desarrollo Urbano y Ecología, mediante el documento denominado "Información Adicional sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto. Análisis del Informe Preventivo para la Instalación de Centrales de 20 MW", en donde se mencionan que serán instaladas cuatro centrales de 20 MW, en lugar de las dos que se habían mencionado en el Informe Preventivo presentado.
- VI. Que en agosto de 1993, a través del oficio No. La Dirección General de Normatividad Ambiental de la Secretaría de Desarrollo Social solicitó a la dirección General de Aprovechamiento Ecológico de los Recursos Naturales de esa Secretaría, su opinión técnica sobre la información complementaria presentada por la Comisión Federal de Electricidad para el proyecto Campo Geotérmico Cerro Prieto IV.
- VII. Que en octubre de 1993 La Dirección General de Normatividad Ambiental de la Secretaría antes señalada, recibió el oficio No De la misma fecha, mediante el cual la Dirección General de Aprovechamiento Ecológico de los Recursos Naturales señaló no tener inconveniente en la realización del proyecto Campo Geotérmico Cerro Prieto IV, ya que en éste no se ubica dentro de áreas naturales protegidas de interés para la Federación, recomendando a la vez que su autorización se sujete al cumplimiento de algunas disposiciones que se incluyen en el presente oficio resolutivo.

VIII. Que en diciembre de 1993, personal técnico de la Dirección General de Normatividad Ambiental de la Secretaría de Desarrollo Social realizó una visita técnica a las instalaciones del Campo Geotérmico Cerro Prieto, con la finalidad de conocer los lugares propuestos para la ubicación de las cuatro centrales modulares proyectadas de 20 MW, y en esta forma visualizar los posibles impactos ambientales que generaría su construcción y operación así como las medidas que serían necesarias para mitigarlos, controlarlos y/o compensarlos como resultado de la visita se hicieron las siguientes observaciones:

- a) Las perforaciones de los pozos geotérmicos data de 1964 y hasta ese momento se habían perforado 221 pozos de los cuales la mayoría se encontraba en productividad.
- b) De 1986 a 1990 la operación del campo geotérmico Cerro Prieto estuvo supervisada por la Delegación de la extinta Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología en Baja California en cuanto a emisión de ruido, monitoreos de ácido sulfhídrico y descarga de aguas residuales. Al respecto, se solicitó a los ejecutivos del campo geotérmico, una copia de los trámites administrativos realizados ante esa delegación, con el fin de complementar el expediente del proyecto.
- c) El ejido Pátcuaro, uno de los tres que limita el campo geotérmico, fue absorbido por las instalaciones de éste para realizar las exploraciones geotérmicas de futuras unidades generadoras.
- d) La vegetación presente en la zona es matorral de poca altura y con densidad escasa, en la que predominan las especies conocidas localmente como "arbustos chamizo", "mosca blanca" y "pino salado".
- e) Durante el recorrido a las instalaciones del campo geotérmico, algunas de las cuales se encontraron en operación desde 1973, no se detectaron olores o aromas que indicaran concentraciones de ácido sulfhídrico en el aire, lo que se comprobó revisando los monitoreos efectuados en las fechas recientes.
- f) El sitio propuesto para el proyecto es un lugar carente de vegetación, localizado entre las instalaciones de varios pozos productores, por lo que se incluyó que no se presentarían impactos ambientales significativos durante el desarrollo de las actividades y que para la dictaminación de las obras solo haría falta que la Comisión Federal de Electricidad confirmara el número y los sitios definitivos de ubicación para las centrales modulares.

IX. Que en marzo y mayo de 1994, LA Dirección General de Normatividad Ambiental de la secretaria de Desarrollo, recibió los oficios respectivamente, por medio de los cuales la Comisión Federal de Electricidad presento la información solicitada durante la visita realizada en diciembre de 1993 con el objeto de complementar el expediente del proyecto Campo Geotérmico Cerro Prieto IV.

X. Que en enero de 1997 la Comisión Federal de Electricidad realiza en las oficinas de esta Dirección General de Ordenamiento Ecológico e impacto ambiental, la presentación del proyecto denominado "Campo Geotermoeléctrico Cerro Prieto IV con la finalidad de que le determinara la información que debería presentar para continuar con la evaluación de esta obra. En la presentación se indicó que el proyecto consistirá en la construcción de cuatro unidades generadoras de 25 MW de capacidad.

XI. Que en marzo de 1997, a través del oficio esta Dirección General de Ordenamiento Ecológico e Impacto Ambiental notificó a la Comisión Federal de Electricidad, que para concluir la evaluación

del proyecto geotermoeléctrico Cerro Prieto IV era necesario que presentara un informe detallado sobre las modificaciones que había sufrido el proyecto, así como un Estudio de Riesgo, modalidad Análisis de Riesgo.

- XII. Que en junio de 1997, esta Dirección General de Ordenamiento Ecológico e Impacto Ambiental recibió el oficio, en mayo del presente año, conducido por el cual la Gerencia de Protección Ambiental de la Comisión Federal de Electricidad presentó, en respuesta a lo solicitado en marzo de 1997 a través del oficio, el documento denominado "Addendum al Informe Preventivo para la Instalación de Cuatro Unidades de 25 MW en el campo Geotermoeléctrico Cerro Prieto IV, en el que actualiza la información contenida en el Informe Preventivo ingresado en junio de 1991, a la Dirección General de Normatividad Ecológica de la extinta Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología, y parte de la información complementaria entregada en mayo de 1993, a la entonces Dirección General de Normatividad Ambiental de la Secretaría de Desarrollo Social para el proyecto de referencia. En cuanto al estudio de riesgo solicitado señaló que, de acuerdo con la cantidad de substancias que se emplearán en las diferentes etapas del proyecto, no era necesario presentarlo, enviando, con la finalidad de que se le indique si procede o no dicho requerimiento, el listado de los materiales y substancias que utilizarán.
- XIII. Que en consulta directa con el personal técnico de la dirección de Residuos Peligrosos y Riesgos, se determinó de acuerdo con la cantidad de substancias que se emplearán en las diferentes etapas del proyecto "Campo Geotermoeléctrico Cerro Prieto IV", no es necesario presentar, para su evaluación, el Estudio de Riesgo, modalidad Análisis de Riesgo, solicitada por esta Dirección general en marzo de 1997 a través de oficio.
- XIV. Que una vez analizada y evaluada toda la documentación presentada para el proyecto "Campo Geotermoeléctrico Cerro Prieto IV", se concluye lo siguiente:
- a) Los primeros reconocimientos exploratorios en la zona se iniciaron en 1958 y 1964 dio comienzo a la perforación de pozos profundos.
 - b) La primera central, Cerro Prieto I entró en operación en 1973, las centrales restantes, Cerro Prieto II y Cerro Prieto III, iniciaron las operaciones antes de 1987.
 - c) Los terrenos donde se ubicará el proyecto así como las áreas programadas para la perforación de los pozos y la construcción del camino de acceso, pertenecen a la Comisión Federal de Electricidad, adquiridos por decreto expropiatorio conforme a los siguientes documentos:
 - Resolución Presidencial, de fecha de octubre de 1989, publicada en el Diario oficial de la Federación.
 - Decreto de expropiación, de fecha diciembre de 1989, publicado en el Diario Oficial de Federación, ejecutado en octubre de 1990
 - d) El proyecto colindará al norte de la carretera estatal No. 2 y con el ejido Miguel Hidalgo, este con el ejido Nuevo León y al sur y oeste con instalaciones del campo geotérmico propiedad de la Comisión Federal de Electricidad. Los terrenos colindantes con los ejidos son de uso predominantemente agrícola, en los cuales se producen algodón y trigo principalmente.
 - e) El proyecto formará parte del Sistema Eléctrico Nacional y tiene como objetivo la producción de energía eléctrica en forma limpia y de bajo costo, a partir del aprovechamiento de la energía geotérmica

detectada en los acuíferos profundos de la zona, para generar 100 MW netos por medio de cuatro unidades de generación de 25 MW cada una, que cubrirán las demandas del servicio eléctrico que se esperan en los próximos años por el creciente desarrollo industrial en la zona, principalmente de industrias maquiladoras y metalúrgicas.

f) El sitio seleccionado para el desarrollo del proyecto fue definido con base en la información obtenida de pozos exploratorios perforados en esa zona del campo geotérmico, que se señaló la extensión del yacimiento a mayor profundidad, con el recurso suficiente su explotación comercial.

g) El proyecto se realizará en un campo geotermoeléctrico construido y operado, lo que permite suponer que los impactos ambientales adversos más relevantes asociados con este tipo de obras ya se presentaron en su momento.

h) Se estima que las emisiones de ácido sulfhídrico (H_2S) del proyecto "Campo Geotermoeléctrico Cerro Prieto IV" incrementarán aproximadamente en 8% las emisiones actuales del campo, la Comisión Federal de Electricidad asegura que los resultados obtenidos en el modelo de simulación, que fue aplicado para conocer el comportamiento y las posibles concentraciones de este contaminante en condiciones óptimas y pésimas de difusión en el ambiente, demuestran que sólo se afectará ocasionalmente la calidad del aire, produciendo un olor perceptible, característico de este gas, sin que provoque daños a la salud.

i) El campo geotérmico no se ubica dentro de áreas naturales protegidas de interés para la Federación y el sitio seleccionado para el proyecto carece de vegetación alguna.

j) La Comisión Federal de Electricidad llevará a cabo una serie de acciones tendientes a prevenir, mitigar, controlar y compensar los impactos ambientales adversos que se prevén durante la construcción y operación del proyecto, entre las que destacan las siguientes:

- La formación de una unidad de reproducción de flora silvestre nativa de difícil adquisición a las altas concentraciones de sales solubles en el suelo, tanto para revegetar los sitios en donde sea necesario llevar a cabo esta actividad, como para empezar a inducir la sucesión vegetal en las plantaciones que fueron hechas, como medida de mitigación para restaurar el área durante la construcción de las centrales anteriores, de modo que revierta su conducción de plantaciones de especies introducidas a propias de la región, de una manera natural y estéticamente armónicas con el entorno.

- La implantación de una colección científica de plantas regionales, como una contribución a la conservación del patrimonio botánico de la flora regional que incluya, en coordinación con otras instituciones, actividades de investigación y educación ambiental.

k) El proyecto citado resultado viable de desarrollo en el área propuesta, siempre y cuando la Comisión Federal de Electricidad aplique correctamente las medidas de mitigación propuestas en la documentación entregada y cumpla los Términos y Disposiciones contenidos en la presente resolución los cuales fueron instrumentados para minimizar las afectaciones que el proyecto ocasionará durante las diferentes etapas de desarrollo.

Y con fundamento en los Artículos 7° de Reglamento de la Ley General del equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en Materia de Impacto ambiental, 32 bis fracción XI del Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 60 del Reglamento Interior de la SEMARNAP, esta Dirección de Ordenamiento Ecológico e Impacto Ambiental

considera que las actividades que pretende realizar no requieren de la presentación de una Manifestación de Impacto Ambiental, por lo que es procedente su desarrollo y la sujeta a los siguientes:

TERMINOS

PRIMERO.- La presente resolución en Materia de Impacto Ambiental, otorga a la Comisión Federal de Electricidad el derecho de realizar la Construcción, instalación, operación y mantenimiento del proyecto "Campo Geotermoeléctrico Cerro Prieto IV", que consistirá de una Central Geotermoeléctrica, con una capacidad de 100 MW, que tendrá cuatro unidades con una capacidad de 25 MW netos cada una. Cada unidad estará compuesta por un turbogenerador del tipo condensación y contara con sistemas automáticos que permitan operarla en forma continua y segura, así como arrancarla y pararla en forma independiente del resto de las unidades. El consumo de vapor separado para cada unidad, será de 2000 ton/h, a una presión de admisión de entre 11.5 y 12.5 bares absolutos y calidad del 99% y contará con un sistema de enfriamiento de tipo cerrado, consistente en un condensador de contacto directo o de coraza, tubería y una torre de enfriamiento.

Los cuatro turbogeneradores y sus equipos auxiliares se instalarán en una sola casa de máquinas, con espacio suficiente para maniobras de mantenimiento, equipada con una grúa puente que permita realizar el montaje mantenimiento de los equipos. Los tableros de control se instalarán en los cubículos especiales que los protejan de la intemperie. La central contará además con una subestación eléctrica que se conectará a una línea de transmisión de 161 kv.

El proyecto se desarrollará dentro del Campo Geotérmico de Cerro Prieto, localizado en la planicie aluvial del Valle de Mexicali, en la parte nororiente de Baja California, a 36 Km hacia el sureste de la ciudad de Mexicali, delimitado por las coordenadas geográficas 32° 22' y 32° 26' de latitud norte y 115° 11' 18' de latitud oeste, destacando como rasgo geográfico el volcán de Cerro Prieto. La Central de Cerro Prieto IV se localizara específicamente en el noreste del campo en las coordenadas 32° 25' de latitud norte y 115° 12' de longitud oeste.

SEGUNDO.- La presente resolución tendrá una vigencia de diez años para la operación del proyecto "Campo Geotermoeléctrico Cerro Prieto IV". Las obras de operación del sitio y construcción deberán concluirse en un plazo de 28 meses.

TERCERO.- La Comisión Federal de Electricidad queda sujeta a cumplir con las obligaciones contenidas en el artículo 21, fracción II del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Impacto Ambiental, en caso de que desista de realizar las obras motivo de la presente resolución, para que esta Dirección General de las medidas que deben adoptarse, a efecto de que no se produzcan alteraciones nocivas al ambiente.

CUARTO.- La Comisión Federal de Electricidad deberá hacer del conocimiento de esta Dirección General, de manera previa, cualquier eventual modificación a lo descrito en el Informe Preventivo, en el addendum de éste y en la información complementaria presentada, para con toda oportunidad se determine lo procedente, de acuerdo con la legislación ambiental vigente.

QUINTO.- La construcción, operación y mantenimiento de las obras de proyecto "Campo Geotermoeléctrico Cerro Prieto IV", deberán sujetarse a la descripción contenida en el informe preventivo,

en el addendum de éste, en la formación Complementaria y en los planos incluido en éstos, así como lo dispuestos en la presente resolución conforme a las siguientes disposiciones:

GENERALES. La Comisión Federal de Electricidad deberá:

1. Acatar lo establecido en los escritos ecológicos CE-OESE-004/89, publicados en el Diario Oficial de la Federación de junio de 1989, para la selección, exploración preparación de sitios y construcción de Sistemas Geotermoeléctricos.
2. Cubrir las distintas obras que comprende el proyecto "Campo Geotermoeléctrico Cerro Prieto IV", las superficies señaladas en la documentación presentada, descritas a continuación:

INSTALACION DE LA CENTRAL

NUMERO DE UNIDADES GENERADORAS	SUPERFICIE DESTINADA M ²
Cuatro unidades	54,000 (270 X 200 M)

CONSTRUCCION DE PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN

CANTIDAD DE PLATAFORMAS	SUPERFICIE POR PLATAFORMA M ²	SUPERFICIE TOTAL M ²
20	3,825 (45 X 85 M)	76,500

CONSTRUCCION DE PRESAS DE LODOS

CANTIDAD DE PRESAS	SUPERFICIE POR PRESA M ²	SUPERFICIE TOTAL M ²
20	2,520 (30 X 84)	50,400

MONTAJE DE VAPORDUCTOS

TIPO	SUPERFICIE M
Tubería de acero al carbón	2,000

PERFORACION DE POZOS

CANTIDAD DE POZAS	SUPERFICIE EN KM ²
20	Estarán comprendidos dentro de un polígono de 1.5 (775 x 2,130)

CONSTRUCCION DE CAMINOS DE ACCESO

TIPO	SUPERFICIE M ²
Pavimento de doble circulación	16,600 (1,660 x 10 M)

3. Tipificar, caracterizar, colectar y transportar fuera de las áreas del proyecto "Campo Geotermoeléctrico Cerro Prieto IV" todos los residuos durante sus diferentes etapas, los cuales deberán manejarse y disponerse, de acuerdo con su naturaleza.

SEXTO.- La Comisión Federal de Electricidad deberá comunicar por escrito a esta Dirección General de Ordenamiento Ecológico e Impacto Ambiental, la fecha de inicio de las obras dictaminadas, dentro de los 15 días siguientes a que hayan dado principio. De la misma manera, comunicará la fecha de terminación de dichas obras, dentro de los 15 días posteriores a que esto ocurra.

SEPTIMO.- La presente resolución a favor de la Comisión Federal de Electricidad es personal. En caso de pretender transferir los derechos y obligaciones contenidos en este documento, la Comisión Federal de Electricidad deberá solicitarlo por escrito a esta autoridad, que determinará lo procedente y, en su caso, acordará la transferencia.

OCTAVO.- Serán nulos de pleno derecho todos los actos que se efectúen en contravención a lo dispuesto en la resolución.

NOVENO.- La Comisión Federal de Electricidad será la única responsable de realizar las obras y gestiones necesarias para mitigar, restaurar y controlar todos aquellos impactos ambientales adversos, atribuibles a la realización y operación de las obras autorizadas, que no hayan sido considerados en la Manifestación del Impacto Ambiental, modalidad Intermedia, presente.

En caso de que las obras, durante sus diferentes etapas, ocasionaran afectaciones que llegasen a alterar el equilibrio ecológico, se podrá exigir el retiro de las mismas y la instalación de programas de compensación.

DECIMO.- Esta resolución se otorga sin perjuicio de que el titular tramite, y en su caso obtenga, otras autorizaciones, concesiones, licencias, permisos y similares que sean requisito para la realización de las obras y su operación motivo de la presente. Queda bajo su más estricta responsabilidad la validez de los contratos civiles, mercantiles o laborales que se hayan firmado para la legal operación de esta autorización, así como su cumplimiento y consecuencias legales, que corresponda aplicar a la Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca y/o a otras autoridades federales estatales o municipales.

DECIMO PRIMERO.- La Comisión Federal de Electricidad deberá mantener en el sitio del proyecto una copia expediente, del informe preventivo, del addendum al Informe Complementario y de los planos incluidos en éstos, así como de la presente resolución, para efectos de mostrarlos a la autoridad competente que así lo requiera.

DECIMO SEGUNDO.- El incumplimiento de cualquiera de los Términos resolutivos y/o la modificación del proyecto en las condiciones en que fueron expresados en la documentación presentada, podrá invalidar la presente resolución, sin perjuicio de la aplicación de las sanciones previstas en la Ley del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y demás Ordenamientos que resulten aplicables.

A T E N T A M E N T E
SUFRAGIO EFECTIVO NO. REELECCION.
EL DIRECTOR GENERAL.

X.- UTILIZACION DE LOS SUBPRODUCTOS DE LA GENERACIÓN

Las sustancias recuperadas del agua de los fluidos geotérmicos y manifestaciones geotérmicas, algunas de ellas, de poco valor intrínseco, pueden utilizarse para la producción de materiales.

La extracción de minerales valiosos de los fluidos geotérmicos: por ejemplo litio, bromo, y los cloruros de potasio y calcio de aguas geotérmicas normales. Estas sustancias útiles pueden extraerse comercialmente de las salmueras calientes de alta concentración. Los gases geotérmicos que pueden contener también componentes útiles, tales como ácido sulfúrico y cloro los cuales se utilizan para una multitud de procesos químicos cuando se les da un tratamiento con aditivos químicos.

El campo geotérmico de Cerro Prieto se caracteriza por producir una mezcla de agua-vapor con una relación de peso de sus fluidos igual a cuatro. La mezcla se alimenta a separadores centrifugos donde se separa el vapor del líquido. El vapor se aprovecha para generar electricidad y el líquido se desecha. El agua se caracteriza por traer en su solución alrededor de 2.6% en pesos de sales disueltas, principalmente cloruros. En la actualidad, se tiene una capacidad instalada 620 MW para esta capacidad se produce alrededor de 4.13 m³/seg de salmuera, esta se dispone en una laguna de evaporación, donde parte del agua se evapora y parte se descarga al río Hardy. Hasta ahora la salmuera no representa ningún problema para el medio, pero debido a los planes de expansión en la explotación del campo geotérmico, esta aumentara pudiendo convertirse en un contaminante si no se dispone de ella adecuadamente.

Análisis químico

El análisis promedio de la salmuera producida en Cerro Prieto es el siguiente:

Compuesto	Porcentaje en peso
NaCl	2.20
KCL	0.32
LiCl	0.01
CaCl ₂	0.12
SiSO ₂	0.09
Otros	0.01
H ₂ O	97.25

En relación con la extracción de los productos químicos, la presencia de KCL y LiCl en la salmuera hacen atractivo un proyecto para su recuperación. Los estudios encaminados hacia tal fin se han encontrado en un proceso de concentración de la salmuera y precipitación de sus sales, por medio de evaporación solar.

Energía hidroeléctrica como subproducto. En ocasiones pueden originarse circunstancias en las aguas geotérmicas que pueden utilizarse en modo 'no geotérmico'. En los campos geotérmicos húmedos se descargan de los pozos grandes cantidades de agua caliente con el vapor. Si esta agua contiene sustancias tóxicas que pudieran poner en peligro las fuentes del agua potable o de irrigación de aguas abajo, no se permitiría su descarga a las corrientes de agua. En cuyo caso la reinyección podría ser

indispensable. En ocasiones habría que desechar enormes cantidades de agua. En donde resulta económicamente factible, es claro que será aconsejable extraer primero tanto calor como sea posible del agua antes de desecharla, ya sea para generación de energía o para fines industriales o de otra índole. Independientemente de que se haga o no, el agua desechada puede poseer considerable energía potencial si el sitio del campo geotérmico esta arriba del nivel del mar; si el terreno es adecuado, buena parte de esta energía potencial puede ser recuperable haciendo pasar el agua por turbinas hidráulicas. De acuerdo a la configuración del terreno, las aguas desechadas por los pozos podrían alimentarse tal vez a una planta hidroeléctrica separada, a un cuando no fuera posible aprovechar todo el desnivel hasta el nivel del mar. La energía hidroeléctrica así generada podría usarse ya sea para la carga de base o para fines de carga máxima. Como sucede en todos los proyectos hidroeléctricos, su potencial depende en gran parte de la configuración del terreno.

Hay tres maneras en las que podría usarse la energía hidroeléctrica obtenida como subproducto.

Para cargas de base. La descarga de agua de los pozos es continua y se realiza a un gasto relativamente uniforme. Sin tener que disponer de almacenamiento alguno, excepto por un pequeño estanque de paso, sería posible generar energía para carga de base en forma continua.

Para cargas máximas. Proporcionando almacenamiento al nivel del campo geotérmico, por ejemplo, para el flujo de 20 horas durante el tiempo de carga pico, podrían generarse seis veces el número de kilovatios, aunque no se lograría cambio alguno en el número de kilovatio-horas.

Para cargas máximas incrementadas. Si el terreno es de tal naturaleza que permite la construcción de una presa de almacenamiento a alta elevación, podría aprovecharse el principio del almacenamiento bombeo para dar todavía más kilovatios de pico a costa de algunos kilovatio-horas de la carga base.

Reinyección.

La reinyección de fluidos termales al terreno después de ser utilizados. La posibilidad de esta se considero desde hace muchos años, pero se le considero con algo de timidez porque había muchas dudas en cuanto a las posibilidades de realizarla. Una de las incertidumbres era la forma en que se podría obligar al agua inyectada a volver a entrar a un acuífero presurizado.

Los pros y los contras de la reinyección, la experiencia practica ofrece pruebas promisorias de que, con frecuencia, (aunque no necesariamente siempre) no sólo seria posible hacerla sino que hasta sería térmicamente ventajoso. Porque reinyectando el fluido en algún punto estratégico de un campo, bastante alejado de los pozos en producción, sería imposible imponer una barrera tibia que retrasara el ingreso final del agua fría procedentes de las zonas situadas más allá de los confines de un campo.

La reinyección es una herramienta útil en el manejo de los campos, reciclando tanto el agua como el calor. Se observa que para un insumo dado de calor a la estación generadora, la reinyección podría tanto reducir la cantidad de calor extraída del yacimiento como también de la cantidad de energía de recarga.

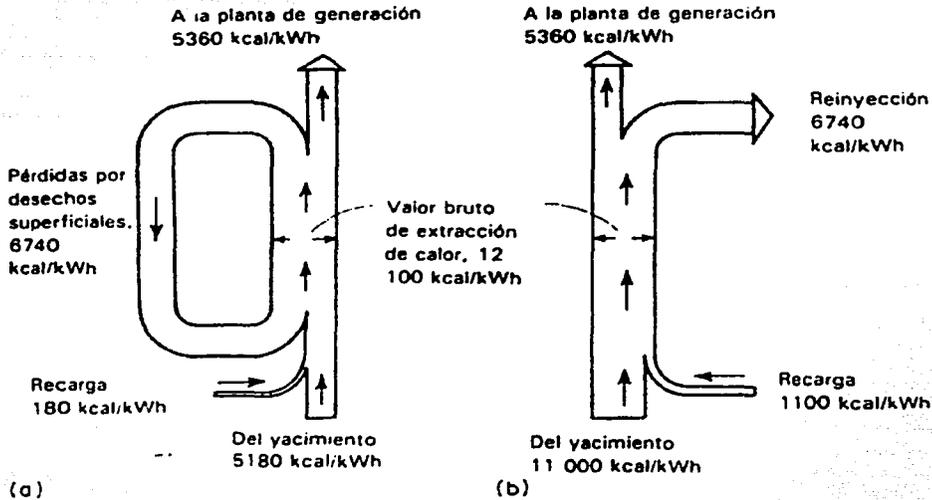


Figura Balances de energía del yacimiento para un campo de agua dominante, estimado para Ahuachapán, El Salvador. (De acuerdo con la figura 11 de la referencia [223])
 a) Vaporización de una etapa con reinyección; b) Vaporización de una etapa con desecho superficial del fluido

Los puntos de reinyección no deben estar próximos a los pozos en producción, ya que en ese caso habría interferencia. El agua reinyectada debe también entrar al acuífero cerca de los confines del campo en una zona de la que se espera que fluya el fluido de recarga desde el exterior para la reposición del fluido que está extrayéndose continuamente del acuífero por los pozos de producción. En México se ha experimentado, y se ha encontrado que si pasa directamente el agua desechada del pozo, bajo presión, de los separadores de los cabezales al pozo de reinyección, no se requiere de bombeo alguno. Habrá de ayudar así en forma importante a la prevención de la contaminación.

En la actualidad la planta geotermoelectrica de cerro prieto genera más de 750 MW en las unidades I, II, y III con una extracción media aproximadamente 2200 ton/hr de fluidos de los cuales 700 ton/hr corresponden a vapor 1500 ton/hr están constituidas por la salmuera que se desecha a una laguna de evaporación. Se considera que en vez de desechar esta agua fuera posible recircularla, enviándola de nuevo al yacimiento, se devolvería al subsuelo gran parte de esta energía que actualmente se disipa, lo cual alargaría también una fuente adicional de recarga hidráulica.

XI. CONCLUSIONES.

Como pudimos ver en los capítulos anteriores, la demanda de energía eléctrica en el país va en aumento con una tasa promedio anual del 4.9%, y en particular en el área de Baja California con un crecimiento esperado anual promedio del 7.3%, esto se debe a la instalación de parques industriales en la zona, principalmente de la industria maquiladora por lo que es necesario aumentar la capacidad de generación eléctrica mediante proyectos que resulten técnica y económicamente factibles. Esta información se obtiene gracias a las ventas de energía por sector que se tienen registradas, así como de las encuestas anuales que la CFE realiza.

Para cubrir la demanda de energía eléctrica que se tiene, se requiere de la ampliación del Sistema eléctrico existente tanto en la capacidad de generación instalada como en las líneas de transmisión. Para generar esta energía eléctrica se requiere de la instalación de más plantas generadoras.

El tipo de planta para generar energía eléctrica dependerá en gran parte de las condiciones geográficas del sitio en donde se instalará. Para el área de Baja California que es una zona de baja hidraulicidad, se requiere de plantas que utilicen otra fuente de energía primaria, como es el caso particular de Cerro Prieto que es una zona geotérmica en donde se obtiene vapor endógeno como energía primaria para la generación de energía eléctrica. Aquí se encuentra el mayor aprovechamiento de energía geotérmica con un 82.3% del total de la capacidad geotermoeléctrica en el país. Con la ampliación de generación de energía eléctrica (100 MW netos) de esta planta, se cubrirá sólo una parte de la demanda de la zona de Baja California Norte, por lo que se requerirá de la instalación de más plantas de ciclo combinado que utilicen gas como energético primario, así como la repotenciación o ampliación de las unidades termoeléctricas ya existentes.

El uso de la energía geotérmica para generar energía eléctrica en nuestro país comenzó en 1973 teniendo excelentes resultados a la fecha, ocupando el tercer lugar a nivel mundial con una capacidad instalada de 753 MW a diciembre de 1994. Si bien el porcentaje que ocupa este tipo de energía (aproximadamente 2.4%) a nivel nacional es poco significativo comparada con otros tipos de energía, como son la hidráulica y termoeléctrica. Es importante mencionar que resulta más económico el Kwh utilizando energía geotérmica, además que el impacto ambiental que se tiene es casi nulo, solo el ruido que se minimiza con silenciadores y algunos gases que en las concentraciones que se despiden no son dañinos para la salud y en caso que se llegue a afectar la flora y fauna del lugar se debe reforestar y cuidar las especies de acuerdo a lo que dicte la SEMARNAP, con base en la manifestación de Impacto Ambiental, así como evitar la contaminación por temperatura de los acuíferos, mediante lagunas de evaporación que permitan disminuir la temperatura del agua para poder ser inyectada mediante pozos al subsuelo.

Por todas estas características nos damos cuenta que la construcción de plantas Geotermoeléctricas son necesarias para cubrir parte de la demanda de energía eléctrica que se tiene, sin dañar el medio ambiente. Con todo esto uno pensaría en por que no instalar más plantas Geotermoeléctricas en el país, pero como ya se mencionó en otros capítulos la localización de un campo geotérmico requiere de características muy especiales para su explotación por lo que es poco común encontrar un campo geotérmico. No obstante se tienen localizados sitios en la República Mexicana, tal es el caso de las Tres Vírgenes con U1 y U2 (10 MW) en donde se tiene planeada la instalación de nuevas plantas Geotermoeléctricas.

Con esto se pretende aumentar la capacidad instalada a poco más de 2000 MW, lo que colocaría a México en una mejor posición en cuanto a la capacidad de generación Geotérmica a nivel mundial.

Un aspecto importante en la construcción de una Geotermoeléctrica es el financiamiento que se tiene para la misma, como ya se mencionó el costo Kwh puede resultar económico, ya que en este caso la materia prima que es el vapor tiene un valor aproximado de 2 dólares / ton de vapor, pero la inversión inicial que se tiene es elevada por los equipos de perforación que se emplean, teniendo unas condiciones de trabajo adversas como son: Temperatura y presiones elevadas, además de grandes profundidades así como instalaciones y equipos que se utilizan, como los turbogeneradores, por lo que para su financiamiento se requirió de la participación de la iniciativa privada hasta con un 100%.

Se analizaron varios esquemas de financiamiento, como son: el esquema CAT (Construcción – Arrendamiento – Transferencia), PEE (Productor Externo de Energía) y OPF (Obra Pública Financiada), siendo el esquema CAT el más acorde para que este tipo de proyecto, ya que en este esquema el financiamiento para su construcción corre a cuenta exclusiva del inversionista privado, una vez que el proyecto inicie su operación la Comisión Federal de Electricidad tendrá bajo su resguardo y mantenimiento las instalaciones, de las que gozara del usufructo de las mismas y pagara al constructor un arrendamiento en los plazos y formas establecidas en el contrato, y al termino del plazo del arrendamiento la Comisión será totalmente dueña de la obra.

Para el proyecto de la Central Geotermoeléctrica Cerro Prieto IV, en donde se permitió la participación de la iniciativa privada, el concursante ganador fue una empresa extranjera que cuenta con su propia tecnología.

El balance general para la Central Geotermoeléctrica Cerro Prieto IV es positivo, proporcionando un servicio al país con la generación de energía eléctrica, satisfaciendo parte de la demanda de electricidad en la zona de Baja California y ocasionando un bajo impacto ambiental. Otro beneficio que trae consigo este proyecto es que se generan fuentes de trabajo para constructoras nacionales que realizan obras de perforación e instalaciones para el equipo de la Central, también para la operación de la misma se contrata personal capacitado para su correcto funcionamiento. En cuanto a la participación de la iniciativa privada, es necesaria, ya que CFE no cuenta con los recursos propios para poder financiar este tipo de proyectos, teniendo que recurrir a estos tipos de financiamiento.

BIBLIOGRAFÍA

- CAMPO GEOTERMICO CERRO PRIETO, DESCRIPCIÓN TÉCNICA. CFE, SUBDIRECCION DE GENERACION, GERENCIA DE PROYECTOS GEOTERMoeLECTRICOS, 1998..
- CAMPO GEOTERMICO LOS AZUFRES, DESCRIPCION TECNICA. CFE, SUBDIRECCION DE GENERACION, GERENCIA DE PROYECTOS GEOTERMoeLECTRICOS, 1998.
- PROGRAMA DE OBRAS E INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO, POISE, 1998-2007, CFE, 1998.
- PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO, 1995-2004. CFE, 1996.
- PROYECTO DE LA CENTRAL GEOTERMoeLECTRICA CERRO PRIETO IV; MEMORIA DESCRIPTIVA, CFE, 1998.
- MEMORIA DEL PROCESO DE LICITACION DE LA CENTRAL GEOTERMoeLECTRICA CERRO PRIETO IV, CFE, 1998.
- PROYECTO GEOTERMoeLECTRICO CERRO PRIETO IV, REQUERIMIENTOS DE INGENIERIA, GERENCIA DE PROYECTOS GEOTERMoeLECTRICOS, CFE, 1997.
- ALTERNATIVAS FRENTE A LA PROPUESTA DE LA APERTURA DEL SECTOR ELECTRICO NACIONAL, FORO DE DISCUSION, CAMARA DE DIPUTADOS, CD. DE MEXICO, 2001.
- ENERGIA GEOTERMICA, H. CHRISTOPHER Y H. ARMSTEAD, LIMUSA, NORIEGA EDITORES, 1989.
- INTRODUCCION A LA GEOTERMIA, ING. JOSE LUIS SANCHEZ BIBRIESCA, INSTITUTO DE INGENIERIA, UNAM, 1982
- EVALUACION DE PROYECTOS, GABRIEL BACA URBINA, MC GRAW HILL, 1995.
- CURSOS DE CONSTRUCCIÓN PESADA POR INTERNET, ING. RAFAEL ABURTO VALDEZ, tolsa.mineria.UNAM.mx

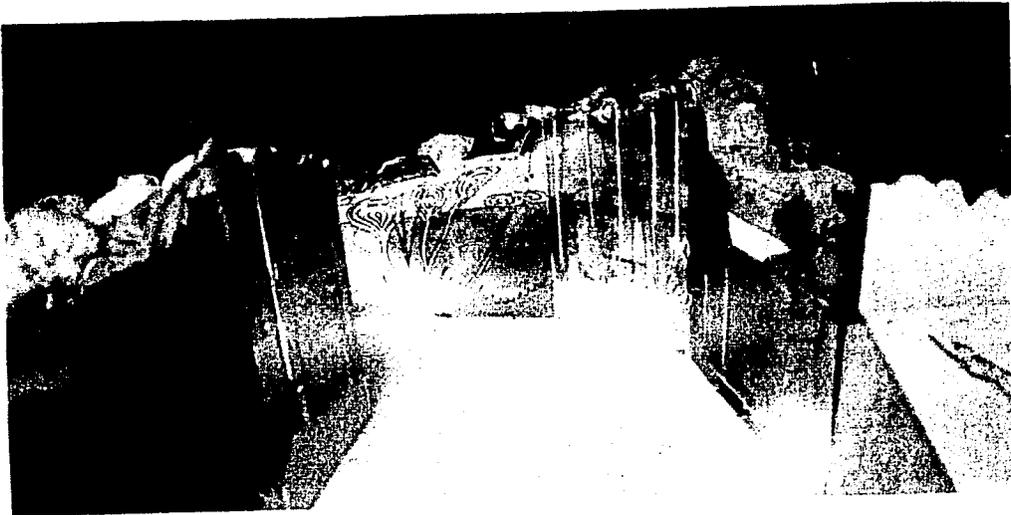
ANEXO FOTOGRAFICO

INSTALACIONES TIPICAS DE UNA CENTRAL GEOTERMOELECTRICA

LOS AZUFRES, MICHOACÁN, MÉXICO

LISTADO DE FOTOGRAFIAS.

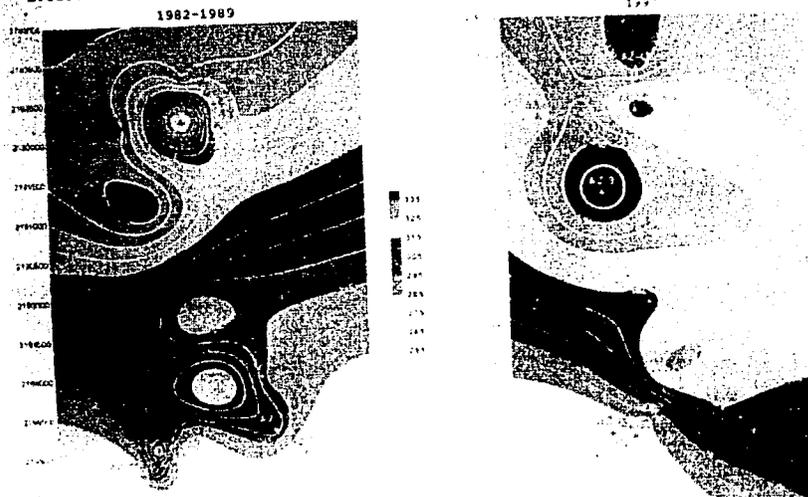
- 1.- MODELO CONCEPTUAL DEL CAMPO GEOTERMICO (una fotografia).
- 2.- REGISTRO DE EVOLUCION DE TEMPERATURAS (una fotografia).
- 3.- MODELO DE SIMULACION NUMERICA (una fotografia).
- 4.- ESTUDIOS PARA DETERMINAR LA COMPOSICION DE LOS GASES (una fotografia).
- 5.- INSTALACIONES PARA REALIZAR ESTUDIOS ESPECIFICOS (2 fotografías).
- 6.- PERFORACION DE UN POZO GEOTERMICO (4 fotografías).
- 7.- INSTALACIONES TIPICAS DE UN CAMPO GEOTERMoeLECTRICO (3 fotografías).
- 8.- CASA DE MAQUINAS DE UNA PLANTA DE GENERACION DE 25 MW (2 fotografías).
- 9.- SILENCIADORES DE UNA PLANTA DE GENERACION DE 25 MW (una fotografia).
- 10.- SUBESTACION ELECTRICA DE UNA PLANTA DE GENERACION DE 25 MW (una fotografia).
- 11.- CASA DE MAQUINAS DE UNA PLANTA DE GENERACION DE 50 MW, VISTA EXTERIOR, (una fotogrffia).
- 12.- CUARTO DE CONTROLES DE UNA PLANTA DE GENERACION DE 25MW (una fotografia).
- 13.- CASA DE MAQUINAS DE UNA PLANTA DE GENERACION DE 50 MW, VISTA INTERIOR, TRES NIVELES (3 fotografías).
- 14.- EVAPORADOR DE UNA PLANTA DE GENERACION DE 50 MW (una fotografia).
- 15.- SUBESTACION ELECTRICA DE UNA PLANTA DE GENERACION DE 50 MW (una fotografia).



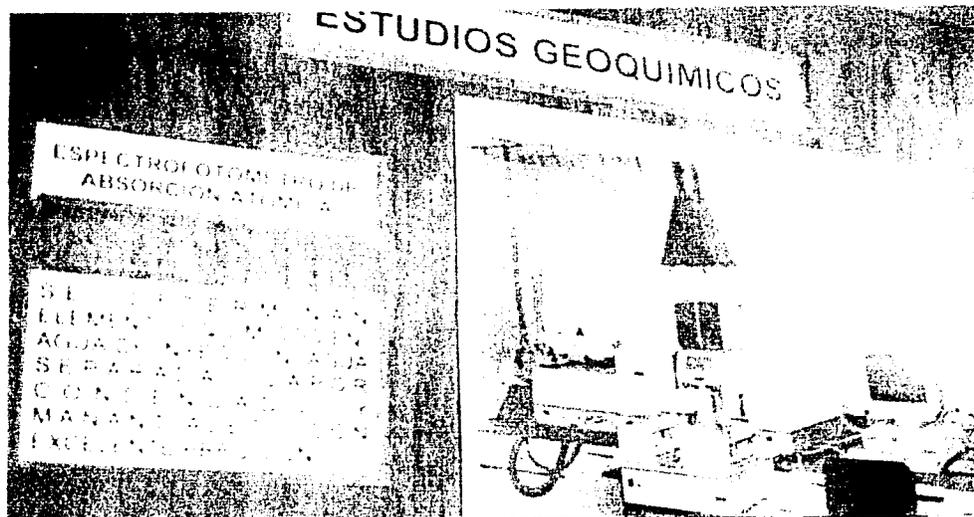
MODELO FISICO CONCEPTUAL DEL CAMPO GEOTERMICO LOS AZUFRES, MICH. MEX.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

EVOLUCION DE TEMPERATURAS CALCULADAS POR GEOTERMOMETRO DE NaK CAMPO GEOTERMICO LOS AZUFRES, MICH.

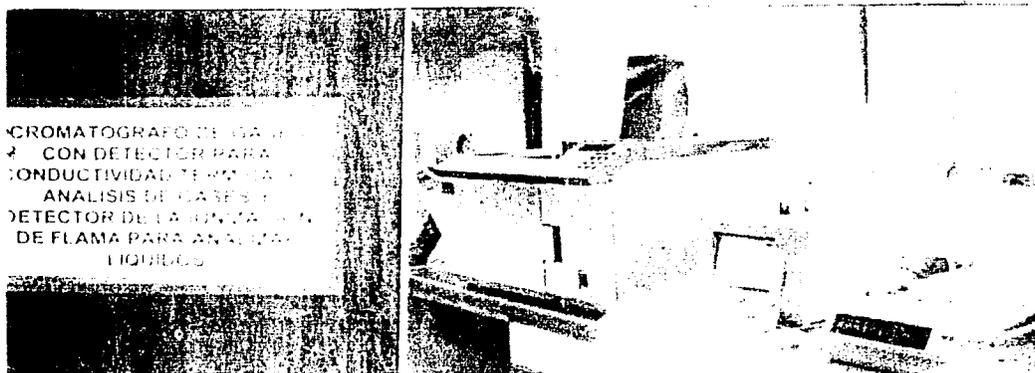


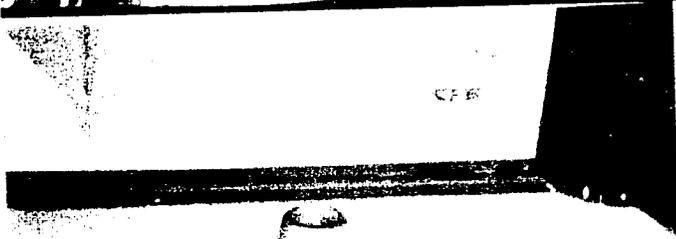
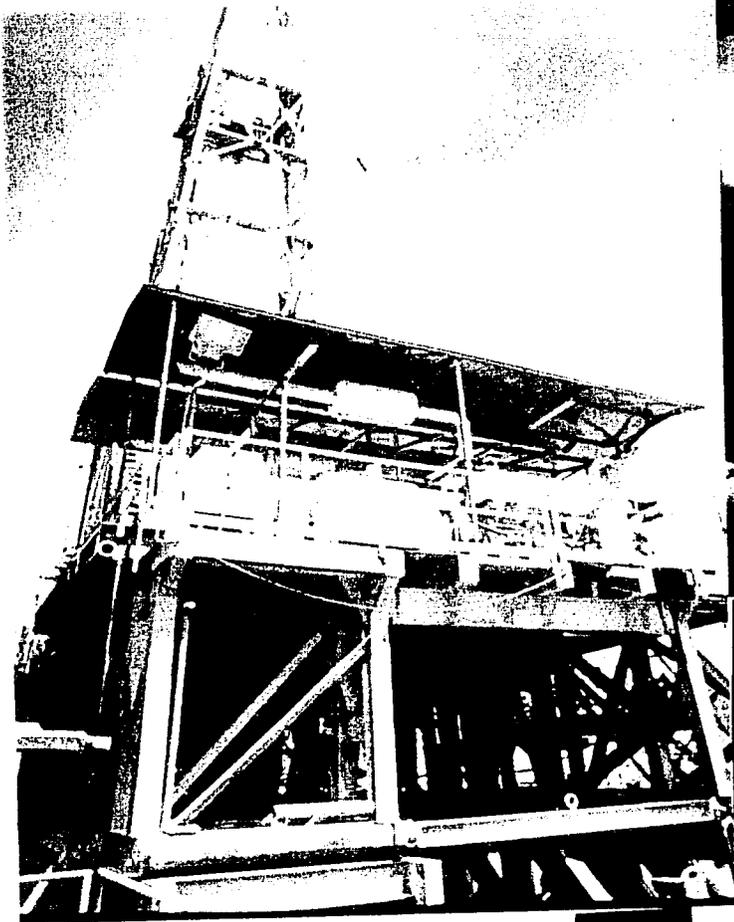
REGISTRO DE EVOLUCION DE TEMPERATURAS EN EL CAMPO GEOTERMICO
LOS AZUFRES, MICHOACAN, MEXICO



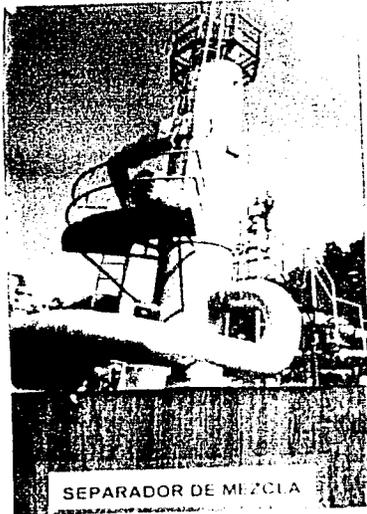
INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS Y TECNOLÓGICAS

INSTALACIONES PARA REALIZAR ESTUDIOS ESPECIFICOS EN EL CAMPO GEOTERMICO LOS AZUFRES, MICHOACAN, MEXICO





PERFORACION DE UN POZO GEOTERMICO, LOS AZUFRES, MICHOACAN, MEXICO.

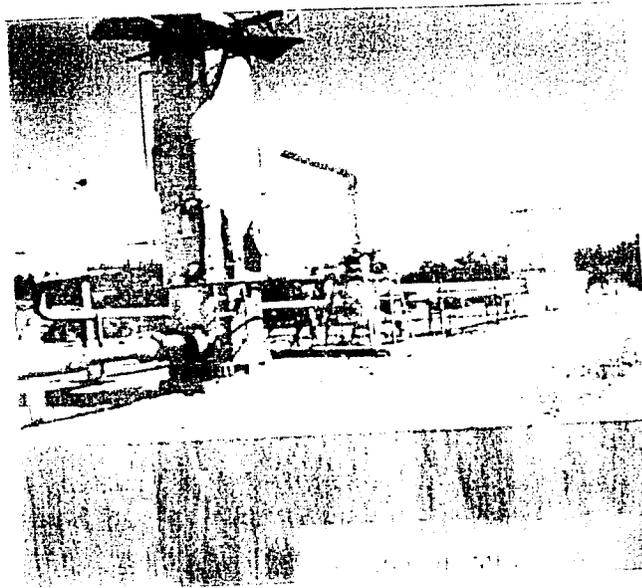


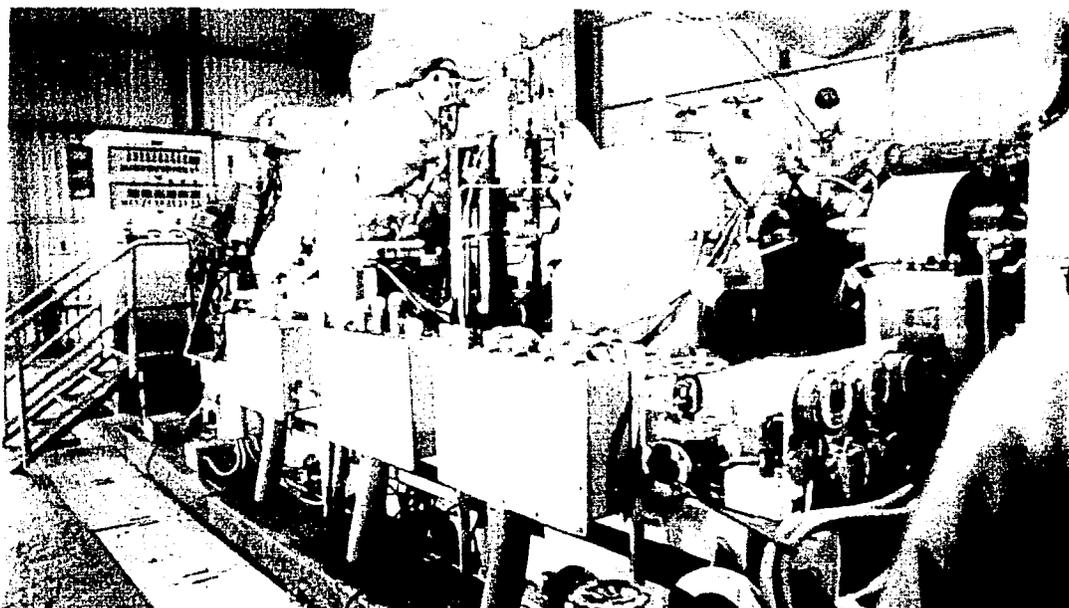
SEPARADOR DE MEZCLA



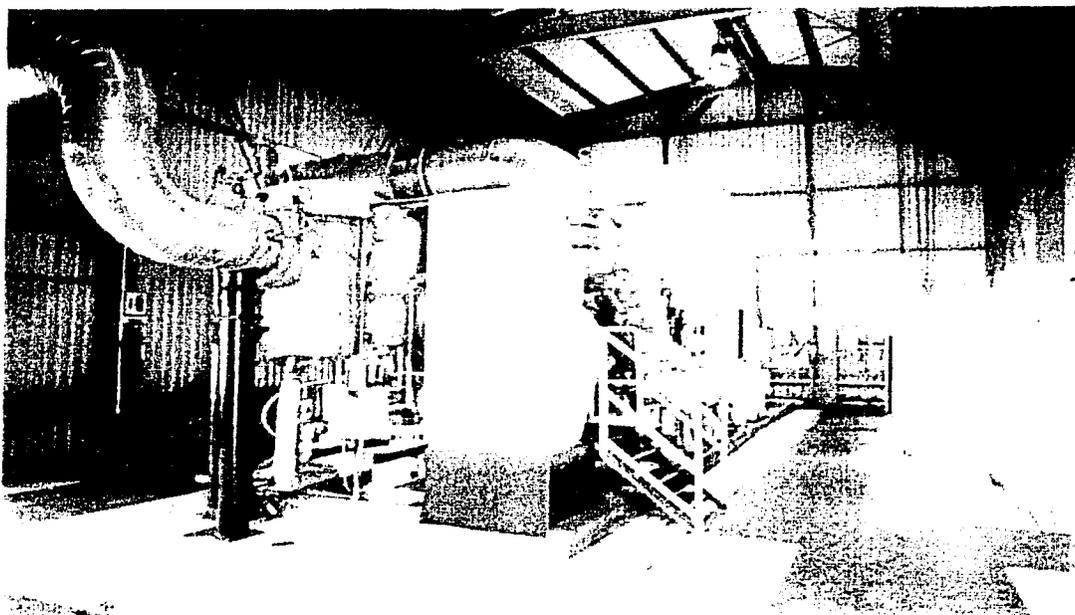
SEPARADOR

INSTALACIONES TÍPICAS DEL CAMPO GEOTERMIOELÉCTRICO
LOS AZÚFRES, MICHOACÁN, MÉXICO.

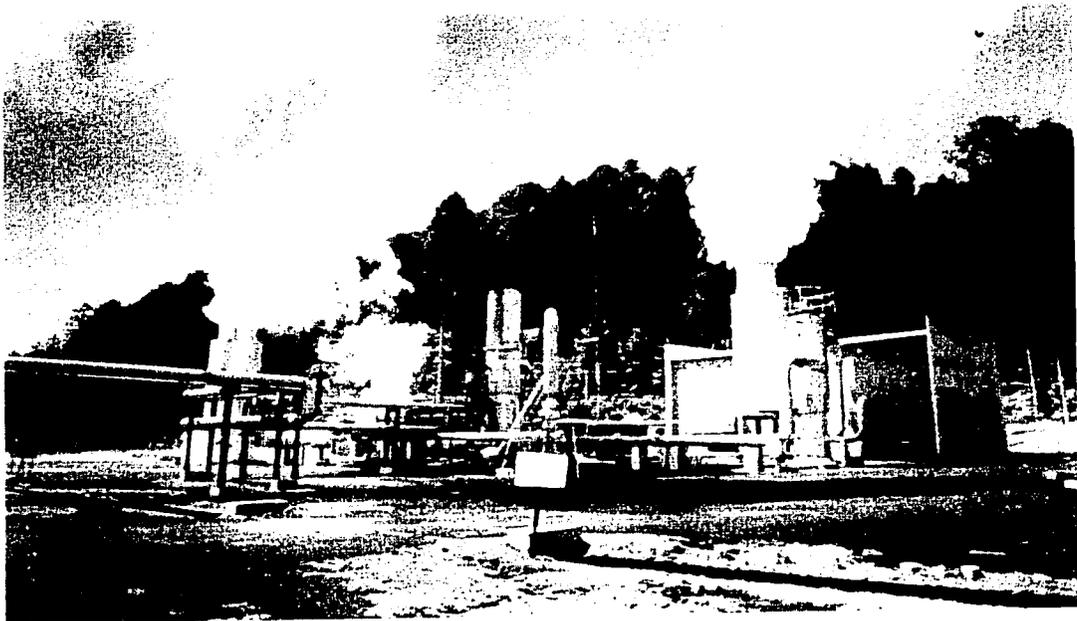




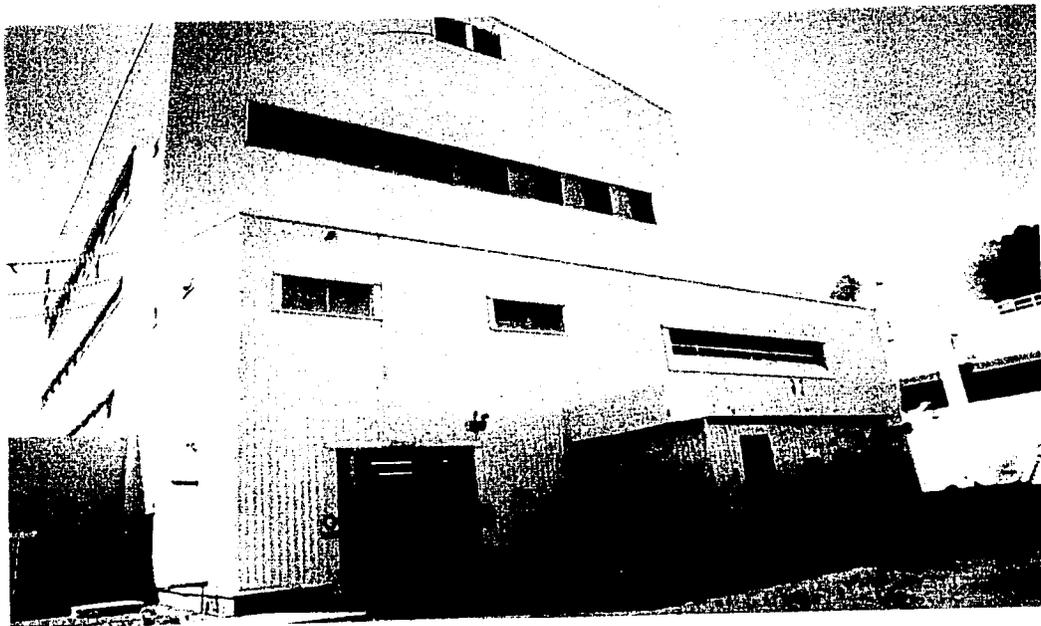
CASA DE MAQUINAS DE UNA PLANTA DE GENERACION DE 25MW, LOS AZUFRES, MICH.



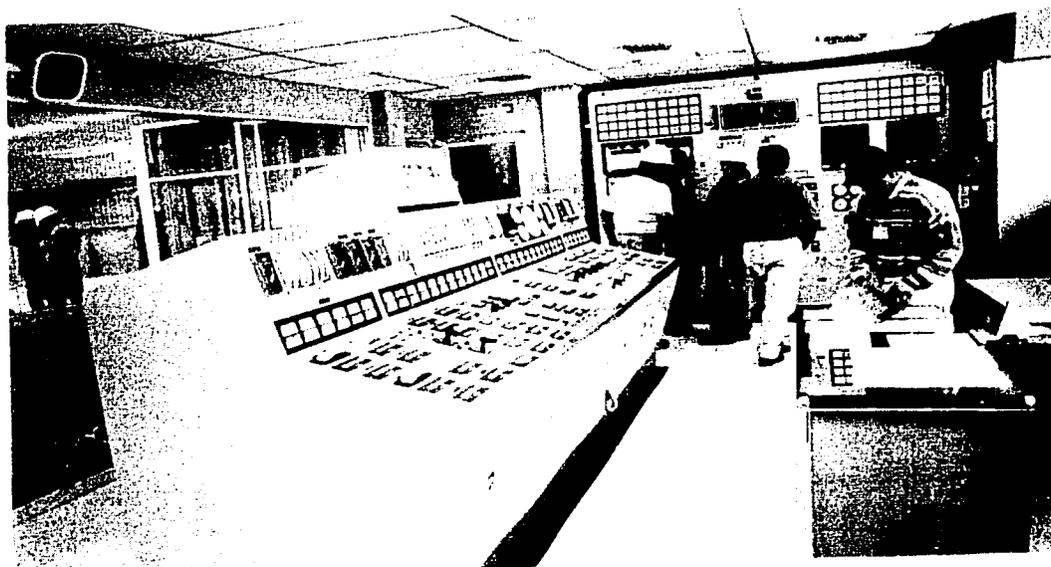
CASA DE MAQUINAS DE UNA PLANTA DE GENERACION DE 25 MW ,LOS AZUFRES MICH.



SUBESTACION ELECTRICA DE UNA PLANTA DE GENERACION DE 25 MW, LOS AZUFRES, MICH.

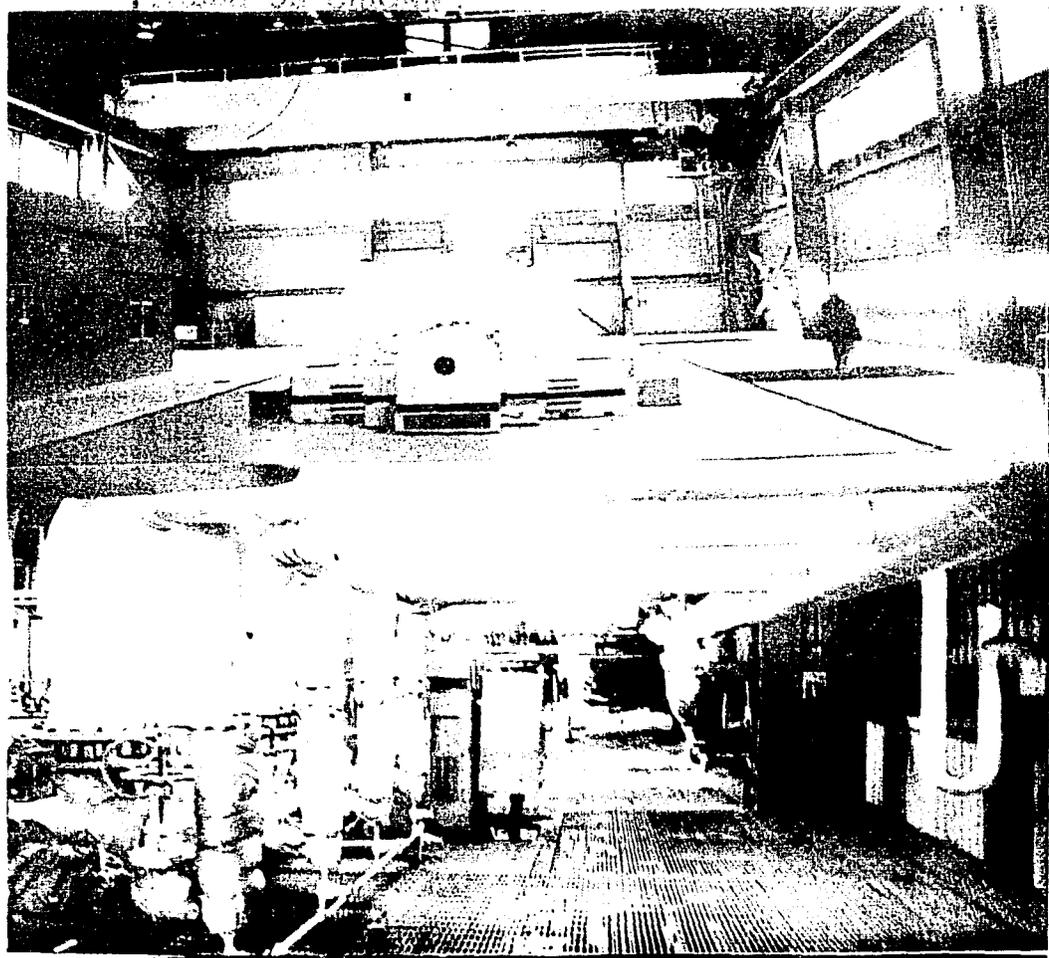


CASA DE MAQUINAS DE UNA PLANTA DE 50 MW. VISTA EXTERIOR, LOS AZUFRES, MICH.



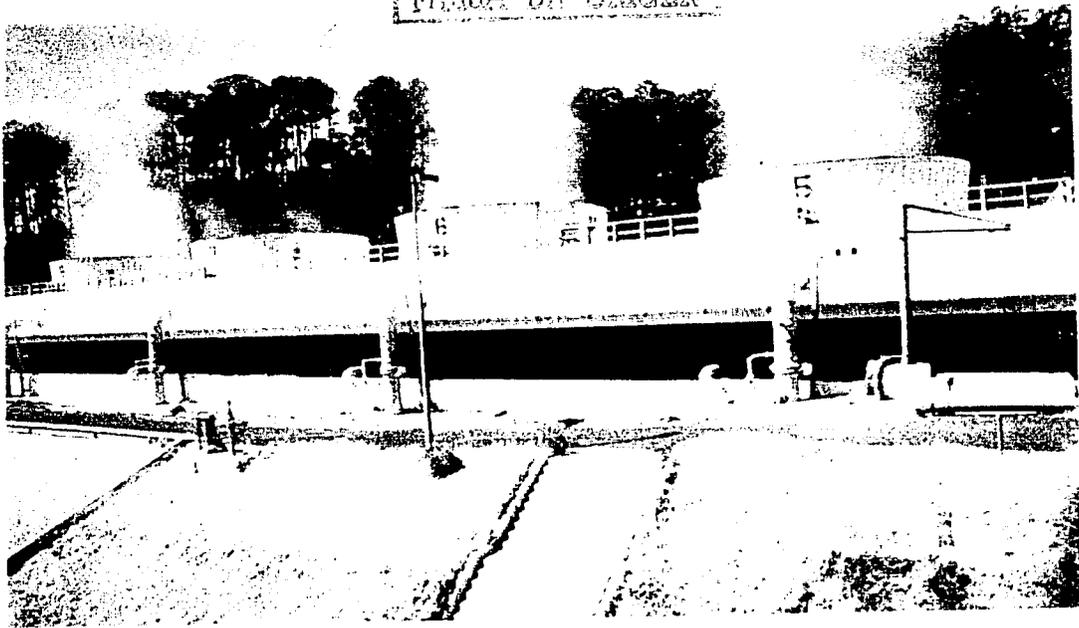
CUARTO DE CONTROLES DE UNA PLANTA DE 50 MW, LOS AZUFRES, MICHOACAN, MEX.

TRISIS CON
ZILLA DE ORIGEN



CASA DE MAQUINAS DE UNA PLANTA DE 50MW, VISTA INTERIOR EN 3 NIVELES
LOS AZUFRES , MICHOACAN, MEXICO

TESTIS CON
FALLA DE ORIGEN



EVAPORADOR DE UNA PLANTA DE 50 MW, LOS AZUFRES ,MICHUACAN MEXICO.



SUBESTACION ELECTRICA DE UNA PLANTA DE 50 MW, LOS AZUFRES ,MICHUACAN, MEXICO